



Hochschule für öffentliche
Verwaltung und Finanzen
Ludwigsburg
University of Applied Sciences

Nahwärmeversorgung als kommunale Aufgabe

Bachelorarbeit

Zur Erlangung des Grades „Bachelor of Arts (B.A.)“
im Studiengang gehobener Verwaltungsdienst –
Public Management

vorgelegt von

Pascal Schwinger

Studienjahr 2014/2015

Erstgutachter: Prof. Wolfgang Rieth

Zweitgutachter: Dipl.-Verwaltungswirt (FH) Reinhold Sczuka

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--------------------------------------------------------------------|-------------|
| Abkürzungsverzeichnis..... | IV |
| Abbildungsverzeichnis..... | VII |
| Anlagenverzeichnis..... | VIII |
| | |
| 1. Einleitung..... | 1 |
| 1.1. Zielsetzung und Vorgehensweise..... | 2 |
| 2. Nahwärme | 3 |
| 2.1. Definition und Abgrenzung..... | 3 |
| 2.2. Funktionsweise eines Nahwärmenetzes..... | 6 |
| 3. Erneuerbare Energien und technische Anlagen..... | 9 |
| 3.1. Biomasse..... | 9 |
| 3.1.1. Holz | 11 |
| 3.1.2. Biogas..... | 12 |
| 3.1.3. Biomasseheizwerk..... | 13 |
| 3.1.4. Biomasseheizkraftwerk..... | 14 |
| 3.1.5. Biogasanlage mit angeschlossenem Blockheizkraftwerk..... | 16 |
| 3.2. Solarthermie..... | 17 |
| 3.2.1. Kurzzeitspeicher..... | 18 |
| 3.2.2. Saisonaler Wärmespeicher..... | 19 |
| 3.3. Geothermie..... | 19 |

| | |
|------------------------------------------------------------|---------------|
| 3.3.1. Hydrothermale Geothermie..... | 21 |
| 3.3.2. Hot-Dry-Rock Verfahren..... | 22 |
| 3.3.3. Oberflächennahe Geothermie..... | 23 |
| 3.3.4. Risiken..... | 23 |
| 4. Beitrag zum Klima- und Ressourcenschutz..... | 25 |
| 4.1. Nachhaltigkeit der Wärmeversorgung..... | 25 |
| 4.2. Reduzierung des CO ² -Ausstoßes..... | 30 |
| 5. Wärmeversorgung – eine Aufgabe der Gemeinde..... | 31 |
| 5.1. Garantie kommunaler Selbstverwaltung..... | 31 |
| 5.2. Kommunale Daseinsvorsorge | 33 |
| 5.3. Umweltstaatsprinzip..... | 35 |
| 6. Planungsrechtliche Möglichkeiten..... | 38 |
| 6.1. Der Anschluss- und Benutzungszwang..... | 38 |
| 6.2. Bauleitplanung..... | 43 |
| 6.2.1. Flächennutzungsplan..... | 43 |
| 6.2.2. Bebauungsplan..... | 47 |
| 6.2.3. Städtebaulicher Vertrag..... | 49 |
| 7. Fazit..... | 53 |
| Anlagen Teil A | XI |
| Literaturverzeichnis | XLIV |
| Erklärung des Verfassers | LI |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----------------|----------------------------------------------------------------------|
| Abs. | Absatz |
| ABZ | Anschluss- und Benutzungszwang |
| AEUV | Vertrag über die Arbeitsweise der europäischen Union |
| AfEE | Agentur für Erneuerbare Energien |
| AZ. | Aktenzeichen |
| BauGB | Baugesetzbuch |
| BauNVO | Baunutzungsverordnung |
| BayVBl. | Bayerische Verwaltungsblätter |
| BayVGH | Bayerischer Verwaltungsgerichtshof |
| BBP | Bebauungsplan |
| BeckRS | Beck'sche Rechtsprechung |
| BerlKommEnR | Berliner Kommentar zum Energierecht |
| BGB | Bürgerliches Gesetzbuch |
| BGHZ | Entscheidungen des Bundesgerichtshofs in Zivilsachen |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| BiomasseV | Biomasseverordnung |
| BMHW | Biomasseheizwerk |
| BMHKW | Biomasseheizkraftwerk |
| BMU | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit |
| BR-Drs. | Drucksachen des Deutschen Bundesrates |
| BRD | Bundesrepublik Deutschland |
| BVerwGE | Entscheidungen des Bundesverwaltungsgerichts |
| BVerfGE | Entscheidungen des Bundesverfassungsgericht |
| BVerwG | Bundesverwaltungsgericht |
| C.A.R.M.E.N. | Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk |
| CO ² | Kohlendioxid |
| DVBl. | Deutsches Verwaltungsblatt |

| | |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEWärmeG | Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz |
| ESVGH | Entscheidungssammlung des Hessischen Verwaltungsgerichtshof und des Verwaltungsgerichtshofs Baden-Württemberg |
| FNP | Flächennutzungsplan |
| GemO | Gemeindeordnung |
| GemOBW | Gemeindeordnung für Baden-Württemberg |
| GG | Grundgesetz |
| HDR | Hot Dry Rock |
| i.V.m. | in Verbindung mit |
| kWh | Kilowattstunde |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| LV | Verfassung des Landes Baden-Württemberg |
| LVBW | Verfassung des Landes Baden-Württemberg |
| LVwVfG | Verwaltungsverfahrensgesetz für Baden-Württemberg |
| MWel | Strommenge |
| MWth | Wärmemenge |
| NJW | Neue Juristische Wochenschrift |
| NVwZ | Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht |
| OLG | Oberlandesgericht |
| OVG | Oberverwaltungsgericht |
| Rn. | Randnummer |
| SBV | städtebaulicher Vertrag |
| THG | Treibhausgas |

| | |
|------------|------------------------------------------|
| UBA | Umweltbundesamt |
| UM Ba.-Wü. | Umweltministerium Baden-Württemberg |
| VBIBW | Verwaltungsblätter für Baden-Württemberg |
| VGH | Verwaltungsgerichtshof |
| WM Ba.-Wü. | Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg |
| ZUR | Zeitschrift für Umweltrecht |

Abbildungsverzeichnis

| | Seite |
|----------------------------------------------------------------|-------|
| Abbildung 1 Prinzip eines Nahwärmenetzes | 7 |
| Abbildung 2 Detailliertere Darstellung eines Nahwärmenetzes | 8 |
| Abbildung 3 Wärmebereitstellung EE in Deutschland bis 2050 | 28 |

Anlagenverzeichnis

Anlagen Teil A

| | | Seite |
|-----------|---------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Anlage 1 | Der CO ² -Kreislauf von Biomasse | XI |
| Anlage 2 | Wärme aus erneuerbaren Energien 2013 | XII |
| Anlage 3 | Herstellung von Holzpellets | XIII |
| Anlage 4 | Preisentwicklung der Brennstoffpreise 2005-2014 | XIV |
| Anlage 5 | Querschnitt eines Biomasseheizwerks mit Nahwärmenetz | XV |
| Anlage 6 | Querschnitt eines Biomasseheizkessels | XVI |
| Anlage 7 | Prinzip der KWK | XVII |
| Anlage 8 | Funktionsweise eines BMHKW | XVIII |
| Anlage 9 | Energieerzeugung BHKW und konventionelles Kraftwerk | XIX |
| Anlage 10 | Funktionsweise einer Biogasanlage mit BHKW | XX |
| Anlage 11 | Darstellung einer Biogasanlage mit BHKW im Wärmenetz | XXI |
| Anlage 12 | Jährliche Sonneneinstrahlung in Deutschland | XXII |
| Anlage 13 | Jahresübersicht solarer Deckungsanteil und Wärmebedarf | XXIII |
| Anlage 14 | Anlagenschema eines solar unterstützten Nahwärmesystems mit Kurzzeitspeicher | XXIV |
| Anlage 15 | Bauablauf eines Saisonalen Wärmespeichers | XXV |
| Anlage 16 | Geothermie-Vorkommen in Deutschland | XXVI |
| Anlage 17 | Darstellung einer hydrothermalen Geothermieranlage | XXVII |
| Anlage 18 | Darstellung einer HDR-Anlage | XXVIII |
| Anlage 19 | Darstellung einer oberflächennahen Geothermieranlage | XXIX |

| | | |
|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| Anlage 20 | Vorher-Nachher Darstellung von Hebungen | XXX |
| Anlage 21 | Deckungsanteil von EE und fossilen Brennstoffen am Wärmebedarf 2011 | XXXI |
| Anlage 22 | Deckung des Wärmebedarfs priv. Haushalte nach Brennstoffen 2011 | XXXII |
| Anlage 23 | Anteil EE am globalen Endenergiebedarf 2009 | XXXIII |
| Anlage 24 | Nachfrage nach Energie bis 2035 | XXXIV |
| Anlage 25 | Reichweiten der Energiereserven | XXXV |
| Anlage 26 | Importabhängigkeit Deutschlands nach Energieträgern 2012 | XXXVI |
| Anlage 27 | Jährliche Ausgaben Deutschlands für den Import fossiler Energieträger Prognose bis 2050 | XXXVII |
| Anlage 28 | Kostenverlauf erneuerbarer und herkömmlicher Energien bis 2050 | XXXVIII |
| Anlage 29 | Entwicklung des Wärmebedarfs in Deutschland bis 2050 | XXXIX |
| Anlage 30 | THG-Emissionen (CO ₂ /kWh) fossiler und EE bei der Wärmeerzeugung | XL |
| Anlage 31 | Die 10 größten CO ₂ Produzenten (Ländervergleich) | XLI |
| Anlage 32 | THG-Emissionen Deutschlands von 1990 bis 2013 | XLII |
| Anlage 33 | Vermiedene THG-Emissionen durch die Nutzung EE 2012 in Deutschland | XLIII |

Anlagen Teil B
(befinden sich auf der CD-ROM)

| | |
|-----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Anlage 34 | AfEE: Erneuerbare Energien 2020: Potenzialatlas Deutschland |
| Anlage 35 | Agentur für Erneuerbare Energien: Erneuerbare Wärme, klimafreundlich, wirtschaftlich, technisch ausgereift |
| Anlage 36 | Bundesumweltministerium: Leitstudie 2008 |
| Anlage 37 | Bundesumweltministerium: Leitstudie 2010 |
| Anlage 38 | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland |
| Anlage 39 | Böhnisch, Helmut/Krewitt Wolfram/Staiß, Frithjof: Der Wärmemarkt – Analysen und Potenziale erneuerbarer Energiequellen |
| Anlage 40 | Bund-Länder-Arbeitsgruppen der Staatlichen Geologischen Dienste: Fachbericht zu bisher bekannten Auswirkungen geothermischer Vorhaben in den Bundesländern |
| Anlage 41 | Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.: Nahwärmenetz |
| Anlage 42 | Umweltbundesamt: Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020 |
| Anlage 43 | Umweltbundesamt: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2011 |
| Anlage 44 | Umweltministerium Baden-Württemberg: Leuchtturmprojekte zur Nutzung erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg |

1. Einleitung

Der Klimawandel ist in vollem Gange. Seit Beginn des 20. Jahrhunderts ist die globale mittlere Temperatur um etwa 0,8 Grad Celsius angestiegen – schneller als je zuvor in den vergangenen 1.000 Jahren. In den letzten Jahrzehnten hat sich die Erwärmung unserer Atmosphäre sogar deutlich beschleunigt. Bis zum Ende dieses Jahrhunderts soll die Temperatur noch deutlicher zwischen 1,4 und 5,8 Grad Celsius ansteigen. Die globalen Folgen? Häufigere und intensivere Stürme, Starkregen und Überschwemmungen, Dürreperioden, kurz: Naturkatastrophen immer größeren Ausmaßes.¹ Dies wird auch Auswirkungen auf die Befriedigung menschlicher Grundbedürfnisse haben, wie die Wasserversorgung, Nahrungsmittelsicherheit und Gesundheit. Der Klimawandel führt zu einem Rückgang an biologischer Vielfalt und einer Verknappung von Trinkwasserressourcen, wohingegen die Bodenerosion zunehmen wird.² Dies stellt eine zunehmende Bedrohung der menschlichen Zivilisation dar.³ Auch Deutschland wird davon nicht verschont bleiben.

Doch was ist der Grund für diese bedrohliche Entwicklung und wer ist schuld daran? Die Erhöhung des Anteils des Treibhausgases CO₂ in der Atmosphäre wird von der Wissenschaft als Ursache des Treibhauseffekts, der daraus folgenden Erderwärmung und dem damit verbundenen Klimawandel erachtet.⁴ Schuld daran ist der Mensch selbst, durch die Verfeuerung von fossilen Brennstoffen wie Kohle, Öl und Gas, wodurch das CO₂ verstärkt freigesetzt wird. Benötigt werden diese vor allem für die Energieversorgung, genauer gesagt in der Strom- und Wärmeerzeugung. In Wissenschaft und Politik besteht überwiegend Einigkeit darüber, dass der weltweite CO₂-Ausstoß bis Mitte des Jahrhunderts halbiert werden muss um den Klimawandel und dessen Folgen einzudämmen. Ganz aufzuhalten

¹ BMU, Klimaschutz lohnt sich, S. 10f.

² Bundesministerium für Bildung und Forschung, Klimaschutz erfordert Handeln, S. 3

³ Vgl. BMU, Klimaschutz lohnt sich, S. 10f.

⁴ Vgl. BMU, Aus Verantwortung für die Zukunft, S. 6.; BMU, Erneuerbare Energien „Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft“, 2011, 8. Aufl. S. 13

wird er jedoch nicht sein.⁵ Auch in Deutschland ist man sich dessen bewusst. Besonders im Wärmesektor Deutschlands besteht noch eine Menge Einsparpotenzial an THG-Emissionen und fossilen Brennstoffen, fließen doch rund 50% des gesamten Energieverbrauchs in die Wärmeerzeugung, rund 30% allein zur Beheizung von Gebäuden.⁶ So hat der Gesetzgeber auf Bund und Länderebene bereits diverse Gesetze wie das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, die Energieeinsparverordnung oder das Erneuerbare-Wärme-Gesetz erlassen, mit dem Ziel, die Wärmeversorgung zunehmend klima- und ressourcenschonend zu gestalten. Besondere Bedeutung zum Erreichen dieses Ziels kommt hier den erneuerbaren Energien zu, die zur Substitution fossiler Brennstoffe und Reduzierung der Treibhausgase beitragen sollen. Bis 2020 soll laut EEWärmeG 14% des Endenergieverbrauchs durch EE gedeckt sein.

Auch auf kommunaler Ebene wird versucht einen Beitrag dazu zu leisten. Gemeinden beginnen Klimaschutz- und Energiekonzepte zu entwickeln, welche die Minderung des Energieverbrauchs und CO²-Ausstoßes von Gebäuden, insbesondere in Neubaugebieten, zum Ziel haben.

1.1 Zielsetzung und Vorgehensweise

In Anbetracht des voranschreitenden Klimawandels und dem hemmungslosen Verbrauch fossiler Brennstoffe widmet sich die vorliegende Arbeit zunächst der Untersuchung, ob die Nahwärmeversorgung auf Basis von EE einen Beitrag zum globalen Klimaschutz sowie der nachhaltigen Wärmeversorgung in Deutschland leisten kann. Des Weiteren wird der Frage nachgegangen welche planungsrechtliche Möglichkeiten Gemeinden in Neubaugebieten haben, ein Nahwärmenetz zu errichten sowie den Anschluss und die Benutzung vorzuschreiben.

Im ersten Kapitel wird zunächst der Begriff Nahwärme definiert und erläutert was unter diesem zu verstehen ist. Im Folgenden werden EE die im Bereich der Nahwärmeversorgung Verwendung finden sowie die entspre-

⁵ Bundesministerium für Bildung und Forschung, Klimaschutz erfordert Handeln, S. 2

⁶ WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 8

chenden technischen Anlagensysteme zur Wärmeerzeugung dargestellt. Dabei wird u.a. auf deren Potenziale sowie Vor- und Nachteile eingegangen. Weiter wird untersucht, ob der Nahwärmeversorgung durch Nutzung EE eine Bedeutung beim globalen Klimaschutz und der nachhaltigen Wärmeversorgung in Deutschland zukommt. Im Anschluss daran wird erörtert, inwieweit die Wärmeversorgung dem kommunalen Aufgabenbereich zuzuordnen ist bevor sich das letzte Kapitel den planungsrechtlichen Instrumenten der Kommune widmet, mit denen die Errichtung sowie der Anschluss und die Benutzung eines Nahwärmenetzes erwirkt werden kann.

2. Nahwärme

Zunächst wird nachfolgend der Begriff "Nahwärme" definiert und von anderen Begriffen im Bereich der Wärmeversorgung abgegrenzt. Anschließend wird die Funktionsweise eines Nahwärmenetzes dargestellt um sich dieses besser vorstellen zu können. Dies dient dem besseren Verständnis in den weiteren Kapiteln.

2.1 Definition und Abgrenzung des Begriffs

Zunächst gilt es zu definieren, was unter einem Wärmenetz zu verstehen ist und wann ein solches vorliegt. Das EEWärmeG enthält keine Definition des Wärmenetzes. Eine Definition liefert allerdings § 3 Abs. 13 Satz 1 des KWKG, so kann diese herangezogen werden.⁷ Es definiert den Begriff als "Einrichtungen zur leitungsgebundenen Versorgung mit Wärme, die eine horizontale Ausdehnung über die Grundstücksgrenze des Standorts der einspeisenden KWK-Anlage⁸ hinaus haben und an die als öffentliches Netz eine unbestimmte Anzahl von Abnehmenden angeschlossen werden kann". Entscheidend für das Vorliegen eines Wärmenetzes ist daher "einerseits die räumliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch und ande-

⁷ Müller/Oschmann/Wustlich, EEWärmeG, 2010, §7 ,Rn. 141

⁸ Näheres hierzu in Kapitel 3.1.4

rerseits die zumindest theoretische Möglichkeit des Zugangs einer unbestimmten Anzahl von Abnehmern und Abnehmerinnen".⁹ Ferner muss nach §3 Abs. 13 Satz 2 KWKG an dieses Wärmenetz mindestens ein Abnehmender angeschlossen sein, der nicht gleichzeitig Eigentümer und Betreiber der Anlage ist, die die in das Wärmenetz eingespeiste Wärme erzeugt. Dieses Begriffsverständnis deckt sich mit dem Verständnis des Wärmenetzes im EEWärmeG und kann diesem zugrunde gelegt werden.¹⁰

Weiter gilt es anschließend die Begriffe „Nahwärme“ und „Fernwärme“ voneinander abzugrenzen und zu definieren. Das EEWärmeG definiert in § 2 Abs. 2 Nr. 2 EEWärmeG lediglich den Begriff Fernwärme als Wärme, „die in Form von Dampf, heißem Wasser (...) durch ein Wärme-(...)Netz verteilt wird“. Damit werde jede Form der netzgebundenen Wärmeverteilung unabhängig von Erzeugungsanlage, Wärmeabnehmer oder Netz erfasst.¹¹ Erfasst soll hierunter auch der Begriff Nahwärme sein, also die lokal begrenzte Versorgung mit Wärme. Denn die Unterscheidung zwischen Nah- und Fernwärme wird heute nicht mehr verwendet.¹² Dies ist ebenso in der Rechtsprechung anerkannt, wonach ausdrücklich sowohl die Nähe der Anlage zum versorgten Gebäude als auch die Leitungslänge und -größe des Netzes unerheblich sei.¹³

Somit wurde durch Rechtsprechung der Begriff „Nahwärme“ unter den der „Fernwärme“ subsumiert. Beide Begriffe sind aus juristischer Sicht gleich zu behandeln.

Ferner kann in Bezug auf den Ort der Wärmeherzeugung eine Abgrenzung zu den Einzel- und Zentralheizungen erfolgen, da der Bundesgerichtshof von der "Nähe der Heizungsanlage zu dem zu versorgten Gebäude"¹⁴

⁹ BR-Drs. 12/08, S.22 in: Müller/Oschmann/Wustlich, EEWärmeG, §7 ,Rn. 141

¹⁰ Müller/Oschmann/Wustlich, EEWärmeG, §7 ,Rn. 141

¹¹ Wustlich in: Danner/Theobald, Energierecht, § 2 EEWärmeG, Rn. 63.

¹² Vgl. Wustlich in: Danner/Theobald, Energierecht, § 2 EEWärmeG, Rn. 63; Wollschläger in: Danner/Theobald, Energierecht, § 1 AVBFernwärmeV, Rn. 6.; Müller/Oschmann/Wustlich: EEWärmeG, 2010, §7 ,Rn. 143

¹³ Vgl. BGHZ, 109, 118 (126), Az. VIII ZR 229/88; NJW 1990, 1181; OVG Schleswig, NordÖR 2004, 152

¹⁴ BGHZ, 109, 118 (126), Az. VIII ZR 229/88; NJW 1990, 1181

spricht. Demnach befindet sich die Heizungsanlage außerhalb des zu versorgenden Gebäudes. Einzelheizungen¹⁵ und Zentralheizungsanlagen¹⁶ sind jedoch im Gebäude integriert und versorgen ausschließlich dieses mit Wärme.¹⁷

Etwas anders verhält es sich noch bei den Landesgesetzgebern hinsichtlich derer Gemeindeordnungen. Alle Gemeindeordnungen der Bundesländer sehen die Möglichkeit eines Anschluss- und Benutzungszwangs für Fernwärme vor. Hier wird in manchen weiterhin parallel der Begriff Nahwärme verwendet, wie z.B. in § 11 Abs. 1. der GemOBW¹⁸. Eine Unterscheidung führt in diesem Kontext aber – wie bereits erläutert – nicht weiter.

Aufgrund der häufigen Verwendung beider Begriffe in der Fachsprache und im allgemeinen Sprachgebrauch liegt es jedoch nahe, dass es durchaus Unterschiede gibt.¹⁹

Eine technische und dimensionale Unterscheidung zwischen Nah- und Fernwärme(netzen) – entsprechend ihrer chronologischen Entwicklung – scheint hier eine Möglichkeit zur Differenzierung zu sein: Während Fernwärme traditionell²⁰ als Versorgung mit Wärme aus großen Heiz- oder Heizkraftwerken etabliert wurde, sind Nahwärmekonzepte erst in jüngerer Zeit umgesetzt worden.²¹ Fernwärmenetze, an die aufgrund der enormen Leistung großer Heiz(kraft)werke – die häufig von Stadtwerken oder Energieversorgern betrieben werden – ganze Städte oder Stadtteile angeschlossen sind und diese versorgen, erreichen damit in ihren technischen Daten (Größe/Länge des Leitungsnetzes, Vorlauftemperatur, Leitungs-

¹⁵ Kachelofen oder Kaminofen in Räumen

¹⁶ Versorgt mehrere Räume oder ein Gebäude (Ein- oder Mehrfamilienhaus, Doppelhaushälfte oder Reihenhaushaus)

¹⁷ Vgl. WM Ba.-Wü, Holzenergiefibel, S. 58

¹⁸ Im weiteren Verlauf wird die Abkürzung GemO verwendet, es handelt sich aber weiterhin um die GemO Baden-Württembergs

¹⁹ Vgl. Kahl/Schmidtchen, Nah- und Fernwärme als Instrumente des Klimaschutzes, S. 36; Wagener, Anschluß- und Benutzungszwang für Fernwärme, S. 34 f.; Paschotta, Definition Nahwärme; Paschotta, Definition Fernwärme

²⁰ Fernwärmenetze wurden in Deutschland bereits Anfang des 20. Jahrhunderts aufgebaut, s. Topp, Der Begriff der Fernwärme, S. 135.

²¹ Kahl/Schmidtchen, Nah- und Fernwärme als Instrumente des Klimaschutzes, S. 35

druck, Druckhaltung, Netzpumpanlage) größere Ausmaße im Gegensatz zu Nahwärmenetzen, die von wesentlich kleineren Erzeugungsanlagen gespeist werden und damit auch nur eine kleinere Zahl von Abnehmern versorgen, bspw. mehrere öffentliche Einrichtungen, Wohn- oder Siedlungsgebiete. Die zu versorgenden Gebäude befinden sich darüber hinaus häufig im unmittelbaren Umfeld (lokal) der Anlage, die Trassenlängen sind demnach kürzer als bei einem Fernwärmenetz.

Die hiermit entstehenden unterschiedlichen Herausforderungen in technischer und nebenbei betriebswirtschaftlicher würden somit eine Unterscheidung rechtfertigen.²²

Bis bzw. ab welchem Ausmaß nun von einem Nahwärmenetz oder Fernwärmenetz gesprochen werden kann, ist jedoch auch mittels dieser Kriterien nicht exakt feststellbar. Es liege quasi ein fließender Übergang von einem Nahwärmenetz, hin zu einem Fernwärmenetz hinsichtlich der Wärmeleistung und Größe des Leitungsnetzes, vor.²³ Dessen ist sich wohl auch der Gesetzgeber und die Rechtsprechung bewusst und hat aus diesem Grund bis heute auf eine eindeutige Abgrenzung und Definition beider Begriffe verzichtet.

Es zeigt sich dennoch – auch unter Beachtung der Begriffe im allgemeinen Sprachgebrauch bzw. in der Fachsprache – dass kleinere, dezentrale bzw. lokale Wärmenetze mit wenigen Abnehmern als Nahwärmenetz und größere, zentrale Wärmenetze mit ausgedehnterem Leitungsnetz und vielen Abnehmern als Fernwärmenetz bezeichnet werden kann.

2.2 Funktionsweise eines Nahwärmenetzes

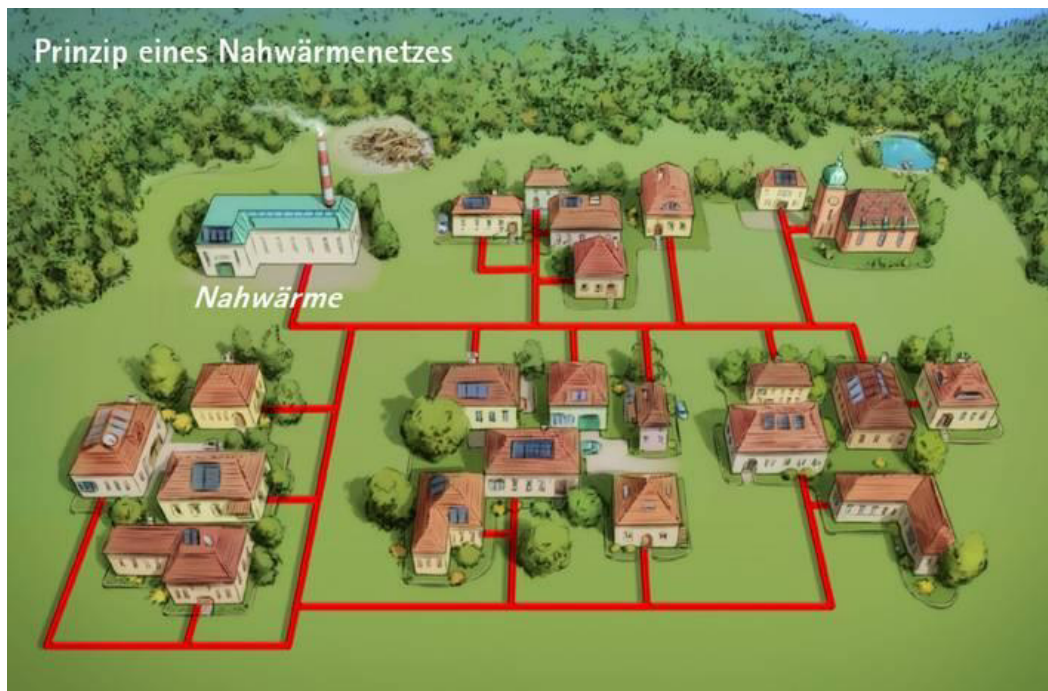
Die Funktionsweise eines Nahwärmenetzes kann folgendermaßen beschrieben werden: Die Nahwärme wird in einem Heizwerk oder Heizkraftwerk erzeugt oder aufgenommen und versorgt einzelne Gebäude, Betriebe

²² Vgl. UBA, Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020, S. 62f

²³ Vgl. Krimmling, Energieeffiziente Nahwärmesysteme, S.12f.; UBA, Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020, S. 62f.

be oder Wohngebiete mit Wärme.²⁴ Heizwerke dienen hierbei ausschließlich der Wärmeversorgung, während Heizkraftwerke nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung sowohl elektrischen Strom als auch gleichzeitig Wärme liefern. Die Energie (Wärmeenergie) wird bei beiden Systemen in Form von heißem/warmen Wasser über ein wärmegeprägtes, unterirdisches Rohrleitungssystem zu den einzelnen Abnehmern transportiert.

Abbildung 1: Prinzip eines Nahwärmenetzes



Quelle: http://www.energy-mag.com/wp-content/uploads/2013/08/Prinzip_Nahw%C3%A4rmenetz_Energy-Mag.jpg, (25.06.2014)

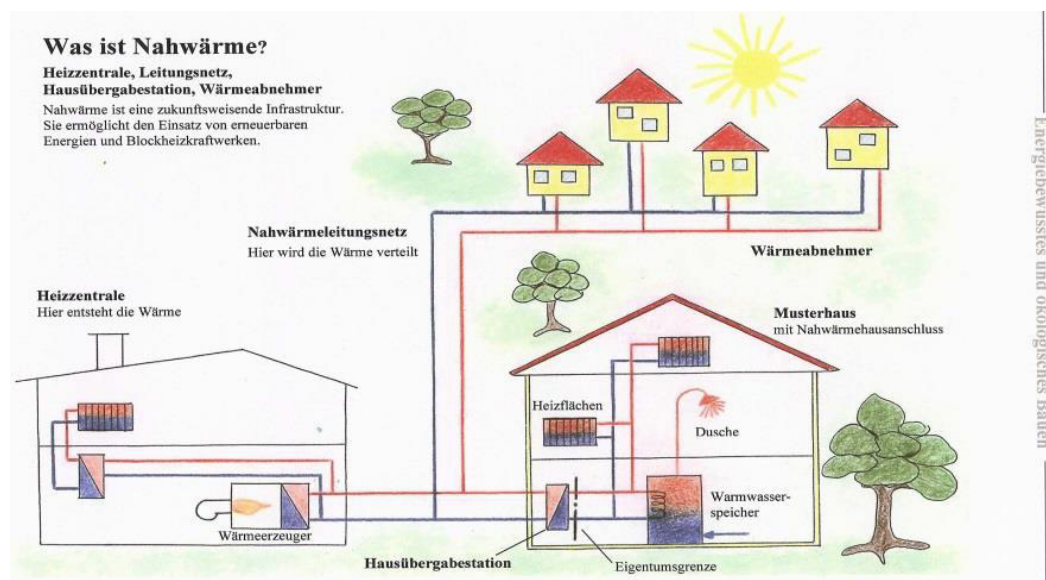
Das Rohrleitungssystem besteht aus einer Vorlaufleitung, die den Abnehmer mit Heizwasser versorgt und einer Rücklaufleitung, die das abgekühlte Wasser wieder zum Wärmeerzeuger (Heiz(kraft)werk)

²⁴ Siehe Abbildung 1, S. 7

zurückführt, wo es erneut erwärmt wird.²⁵ Pumpen sorgen für die Wärmeverteilung im Netz.²⁶

Die Wärmeübergabe an den Verbraucher erfolgt in einer Hausanschluss- bzw. Umformer- oder Übergabestation, in der eine Systemtrennung zwischen Nahwärmenetz und Hausanlage vollzogen wird. In dieser Station wird über einen Wärmetauscher das in der Hausanlage zirkulierende Heizungswasser und Trinkwasser durch das Nahwärmewasser erwärmt. Der Verbrauch an Wärmeenergie kann vom Verbraucher / Hauseigentümer mit einem Wärmehzähler abgelesen werden.²⁷

Abbildung 2: Detailliertere Darstellung eines Nahwärmenetzes



Quelle: <http://www.stadtwerke-gengenbach.de/media/1/was-ist-nahwaerme-347.jpg>, (16.06.2014)

²⁵ Vgl. Krimmling, Energieeffiziente Nahwärmesysteme, S. 15f.; Bosy, Fern- und Nahwärme; siehe auch Abbildung 2, S. 8;

²⁶ Vgl. Krimmling, Energieeffiziente Nahwärmesysteme, S. 15f.; Bosy, Fern- und Nahwärme; siehe auch Abbildung 2, S. 8

²⁷ Vgl. Krimmling, Energieeffiziente Nahwärmesysteme, S. 15f.; Bosy, Fern- und Nahwärme; siehe auch Abbildung 2, S. 8

3 Erneuerbare Energien und technische Anlagen

Eine besondere Bedeutung hinsichtlich des Klimaschutzes kommt hier den Erneuerbaren Energien zu. Sie verursachen bei ihrer Nutzung zur Energiegewinnung nahezu keine CO₂-Emissionen.²⁸ Insbesondere bei der Wärmeproduktion sind sie im Verhältnis zu den konventionellen Heizsystemen auf der Basis von Öl, Erdgas oder Strom sehr klimafreundlich.²⁹ Als EE werden, im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern wie Öl, Kohle und (Erd-)Gas, Energieformen bezeichnet, die nicht auf endliche Ressourcen zurückgreifen.³⁰ Zu den EE zählen gemäß § 2 Abs. 1 EEWärmeG: Geothermie, Umweltwärme, solare Strahlungsenergie sowie Biomasse. Sie stehen nach menschlichen Maßstäben praktisch unbegrenzte Zeit zur Verfügung.³¹

Im Folgenden werden nun EE und die entsprechenden technischen Anlagensysteme vorgestellt – die derzeit oder verstärkt in naher Zukunft eine Verwendung in der Nahwärmeversorgung finden – mit Blick auf ihre Funktionsweise, Vorteile und Nachteile sowie ihrem Potenzial im Bereich der Wärmeversorgung.

3.1 Biomasse

Biomasse ist ein vielseitig erneuerbarer Energieträger in Deutschland. Sie ist die gesamte durch Pflanzen oder Tiere erzeugte bzw. anfallende organische Substanz.³² Als Biomasse werden Stoffe bezeichnet, die einen pflanzlichen oder tierischen Ursprung haben, also organisch sind.³³ Nach §2 Abs. 1 Nr. 4 EEWärmeG zählen folgende Energieträger zur Biomasse: Biomasse im Sinne des § 2 Abs. 2 BiomasseV, (Rest-)Holz, Stroh, biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus Haushalten und Industrie, Deponiegas, Biogas, Klärgas, Klärschlamm im Sinne der Klärschlammver-

²⁸ Vgl. WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 13;

²⁹ Siehe Anlage 30

³⁰ Günther, Erneuerbare Energien

³¹ Vgl. WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 13

³² Vgl. BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 105; BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 112; UM Ba.-Wü., Bioenergie

³³ UM Ba.-Wü., Bioenergie

ordnung und Pflanzenölmethylester. Es gibt drei unterschiedliche Formen von Biomasse: feste, flüssige und gasförmige.³⁴

Die Nutzung von Biomasse zur Erzeugung von Wärme (und Strom) ist eine besonders unter Klimagesichtspunkten attraktive Form der Energiewandlung, da für die Bildung von Biomasse der Atmosphäre zunächst das THG CO² entzogen und später wieder in diese abgegeben wird – etwa bei der Verbrennung oder Verrottung der Biomasse. Wird die Biomasse also für die Wärmeversorgung energetisch genutzt, wird nur so viel CO² freigesetzt, als zuvor der Atmosphäre entnommen wurde.³⁵ Die Erzeugung von Wärme und ggf. Strom erfolgt somit CO²-Neutral, der Erderwärmung durch den Treibhausgaseffekt wird entgegengewirkt. Folglich ist es daher unbedenklich Biomasse als Wärmelieferant zu nutzen anstatt diese im natürlichen Prozess verrotten zu lassen, die Menge an wieder ausgestoßenem CO² ist dieselbe.³⁶ Zu beachten ist jedoch, dass die genutzte Menge an Biomasse die im selben Zeitraum nachwachsende Menge nicht überschreitet, ansonsten würde dies der CO² neutralen und nachhaltigen Energieversorgung zuwiderlaufen.³⁷

Nachfolgend werden die feste und gasförmige Biomasse genauer dargestellt. Auf die Darstellung flüssiger Biomasse als Brennstoff wird nachfolgend aufgrund ihres geringen Anteils an der Wärmebereitstellung verzichtet.³⁸ Ihr Verwendungsschwerpunkt liegt im Bereich der Biokraftstoffe, weniger bei der Wärmeerzeugung.³⁹

³⁴ UM Ba.-Wü., Biomasse

³⁵ BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 105; BMU, Fragen und Antworten, S. 114 f.

³⁶ Siehe hierzu Anlage 1

³⁷ Vgl. BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 105

³⁸ Siehe hierzu Anlage 2

³⁹ Vgl. BMU, Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland, S.23; AfEE, Erneuerbare Energien 2020, Potenzialatlas Deutschland, S. 8ff.

3.1.1 Holz

Ein bedeutender Energieträger im Bereich der festen Biomasse ist Holz. Mit rund drei Viertel macht es den größten Anteil an der erneuerbaren Wärme aus.⁴⁰ Holz zählt bspw. neben Stroh und Heu zur festen Biomasse, ist ein nachwachsender Rohstoff und einheimische Energiequelle, denn Deutschland ist, vor allem im Nordosten und Süden, ein waldreiches Land.⁴¹ Holz hat trotz des bereits hohen Anteils an der Wärmebereitstellung – wenn auch in begrenztem Umfang – noch ungenutztes Potenzial, darunter fällt auch das in den technischen Anlagen für Nahwärme verwendete Restholz, welches in Form von Hackschnitzel oder Pellets zur Feuerung genutzt werden kann.⁴²

Hackschnitzel sind Holzstücke von der ungefähren Größe einer Streichholzschachtel, die mit speziellen Hackmaschinen hergestellt werden.⁴³ Holzpellets sind rein mechanisch zu wenigen Zentimeter langen „Stäbchen“ gepresste Holzabfälle, bestehend aus Sägemehl und Hobelspäne. Pellets werden ohne die Zugabe von Bindemitteln⁴⁴ in standardisierter (DIN Plus Pellets) Größe hergestellt.⁴⁵ Bereits bei der Herstellung und Bereitstellung lässt sich bei Pellets und Hackschnitzel im Vergleich zu den fossilen Brennstoffen Energie einsparen. So beträgt der Energieaufwand für Pellets und Hackschnitzel rund 3 % der Endenergie, bei Erdgas dagegen 10 % und bei Heizöl 12 %.⁴⁶ Als mögliche Quellen für Hackschnitzel und Pellets kommen Forstwirtschaft, Sägewerke, Industrie, sowie die Landschaftspflege in Frage.⁴⁷

⁴⁰ AfEE, Erneuerbare Energien 2020, Potenzialatlas Deutschland, S. 11; siehe auch Anlage 2

⁴¹ AfEE, Erneuerbare Energien 2020, Potenzialatlas Deutschland, S. 11

⁴² Vgl. BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft S. 31; BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 112; AfEE, Erneuerbare Energien 2020, Potenzialatlas Deutschland, S. 11; siehe auch Abbildung 3, S.28

⁴³ WM Ba.-Wü., Holzenergiefibel, S. 53

⁴⁴ Erlaubt ist lediglich die Zugabe von max. 2% Presshilfsmitteln (z.B. Stärke)

⁴⁵ BMU, Fragen und Antworten, S. 116, Siehe auch Anlage 3

⁴⁶ Vgl. Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband e.V., Herstellung von Pellets

⁴⁷ Vgl. WM Ba.-Wü., Holzenergiefibel, S. 13

Im Gegensatz zu den stetig teurer werdenden fossilen Brennstoffen (Öl, Gas) die aus dem Ausland importiert werden, können dadurch Hack-schnitzel und Pellets vor Ort von lokalen oder regionalen Betrieben zu stabilen Preisen bezogen werden.⁴⁸ Es ist immer regional vorhanden und muss nicht erst aus anderen Teilen der Welt herangeschafft werden. So-mit kann eine wesentlich sicherere, zuverlässigere und unabhängige Wärmeversorgung gewährleistet werden.⁴⁹

3.1.2 Biogas

Biogas steht für alle Gase, die durch Vergärung (anaerobe Fermentation) aus Biomasse entstehen und die energetisch verwertbar sind. Es wird als Klärgas und Deponiegas oder als Produkt von Biogasanlagen insbesonde-re in (Block)Heizkraftwerken genutzt.⁵⁰

Als Ausgangsstoffe für die Erzeugung von Biogas eignen sich einerseits sämtliche vergärbare Reststoffe wie Gülle, Biomüll, Fettabfälle, Klär-schlamm oder Speisereste andererseits aber auch nachwachsende Roh-stoffe (Energiepflanzen) wie Getreide, Klee-gras, Futtermais, Sonnenblu-men etc. Mit der Biogaserzeugung können viele Abfall- und Reststoffe aus der Land- und Forstwirtschaft oder lebensmittelverarbeitenden Betrieben überhaupt erst energetisch nutzbar gemacht werden, die sonst aufwendig entsorgt oder wiederaufbereitet werden müssten.⁵¹ Biogas ist auch unter Klimaaspekten eine attraktive Form zur Wärmegewinnung. Die Verwen-dung von bspw. Gülle in Biogasanlagen mindert im erheblichen Maße geruchs- und klimaschädliche Treibhausgasemissionen.⁵²

Biogas hat noch keinen sehr hohen Anteil an der Wärmebereitstellung, wird auch aufgrund des begrenzten Ausbaupotenzials einen nicht so ho-

⁴⁸ Vgl. BMU, Fragen und Antworten, S. 114f.; WM Ba.-Wü., Holzenergiefibel S. 11; siehe auch Anlage 4

⁴⁹ Vgl. BMU, „Fragen und Antworten“, S. 114f.; WM Ba.-Wü., Holzenergiefibel, S. 11

⁵⁰ UM Ba.-Wü., Gasförmige Biomasse

⁵¹ BMU, Fragen und Antworten“, S. 128

⁵² BMU, Fragen und Antworten, S. 128

hen Stellenwert als "Energiequelle vor Ort" einnehmen wie Holz.⁵³ Die größten Biogaspotenziale sind vor allem im dünn besiedelten, landwirtschaftlich geprägten ländlichen Raum zu finden. Ab einer bestimmten Siedlungsdichte und Abnahmemenge lohnt sich hier die Errichtung kleiner, lokal begrenzter Nahwärmenetze.⁵⁴

3.1.3 Biomasseheizwerk

Ein Biomasseheizwerk (BMHW) ist, wie der Name vermuten lässt, ein Heizwerk das Biomasse als Brennstoff benutzt und Wärme produziert.⁵⁵ Zur Befeuerung werden Holzhackschnitzel oder (Holz-)Pellets verwendet.⁵⁶

Die zentrale Komponente in der Heizzentrale ist der automatisch betriebene Kessel zur Verbrennung der Holzhackschnitzel oder Pellets. Die Brennstoffzufuhr aus dem Lager⁵⁷ zum Kessel erfolgt automatisch mit Hilfe von Schubböden, Schnecken oder Kratzkettenförderung. Die durch die Holzverbrennung erzeugte Wärme wird im Wärmetauscher des Kessels auf das Heizungswasser übertragen. Der Kessel liefert 80 bis 90% der jährlich benötigten Wärmeenergie. Für den hohen Leistungsbedarf während des Winters oder des niedrigen Bedarfs im Sommer sowie als Ausfallreserve kommt häufig ein mit Öl betriebener Spitzenlastkessel⁵⁸ zum Einsatz. Man spricht dann von einer bivalenten Wärmeerzeugung. Dies führt zu einer höheren Betriebssicherheit, geringeren Investitionen⁵⁹ und einer angepassten Bedarfsdeckung bei Spitzenlast.⁶⁰ Biomasseheiz-

⁵³ Vgl. BMU, Leitstudie 2010, S. 62; BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 113; siehe auch Abbildung 3, S 28

⁵⁴ Vgl. AfEE, Erneuerbare Energien 2020, Potenzialatlas Deutschland, S. 15

⁵⁵ siehe auch Anlage 5;

⁵⁶ Vgl. WM Ba.-Wü., Holzenergiefibel, S. 59; WM Ba.-Wü., Nahwärmeibel, S. 48

⁵⁷ Silo, Lagerhalle oder Bunker

⁵⁸ Spitzenlast bezeichnet kurzzeitig auftretende hohe Leistungsnachfrage (hier Wärme) in Versorgungsnetzen, wie zum Beispiel in den Wintermonaten bei sehr niedrigen Temperaturen

⁵⁹ Die Anschaffungskosten für einen Holzkessel sind zwei- bis dreimal so hoch als bei einem Öl- oder Gaskessel

⁶⁰ Vgl. WM Ba.-Wü., Nahwärmeibel, S. 48; WM Ba.-Wü., Holzenergiefibel, S. 62

werke erreichen einen thermischen Wirkungsgrad⁶¹ von ca. 80 – 95 % welcher über denen einer Einzelheizungsanlage oder Zentralheizungsanlage liegt,⁶² was eine wesentlich effizientere und sparsamere Nutzung des biogenen Brennstoffs zur Folge hat.⁶³

3.1.4 Biomasseheizkraftwerk

Kraft-Wärme-Kopplung ist, nach der Begriffsbestimmung in § 3 Abs. 1 KWKG, die "gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage". Als KWK-Anlagen kommen sowohl Dampfturbinen-, Gasturbinen-, Verbrennungsmotoren- als auch Brennstoffzellenanlagen in Betracht (§ 3 Abs. 2 KWKG). Genannt werden diese KWK-Anlagen auch Biomasseheizkraftwerke (BMHKW) oder Blockheizkraftwerke (BHKW).

Erzeugt ein gewöhnliches Kraftwerk Strom, werden große Dampfmengen produziert und mit Turbinen in Strom umgewandelt. Bei dieser Umwandlung entstehen hohe Verluste an Wärmeenergie. Trotz stetiger Verbesserungen beträgt der Nutzungsgrad eines solchen Kraftwerks lediglich 36%. Dies bedeutet, dass nahezu zwei Drittel der im Brennstoff vorhandenen Energie nicht genutzt wird. Dieser Verlust entsteht durch die Nichtnutzung der Abwärme.⁶⁴ Um diese nutzen zu können, wird in einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK-Anlage) die Abwärme mittels Wärmetauschern ausgekoppelt und zusammen mit dem erzeugten Strom einer Nutzung zugeführt.⁶⁵

Die Funktionsweise des BMHKWs kann im groben folgendermaßen beschrieben werden: Ein Motor⁶⁶, erzeugt mechanische Energie, gibt sie an einen Generator weiter und wird von diesem in elektrische Energie um-

⁶¹ Der Nutzungsgrad einer Energie umsetzenden Anlage bezeichnet das Verhältnis der in einem gewissen Zeitraum abgegebenen und genutzten Energie zur eingesetzten Primärenergie (Brennstoff). Dieser Begriff wird häufig mit dem Wirkungsgrad gleichgesetzt; siehe hierzu Paschotta: Definition Nutzungsgrad

⁶² WM Ba.-Wü., Holzenergiefibel, S. 61

⁶³ WM Ba.-Wü., Holzenergiefibel, S. 58

⁶⁴ BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 72

⁶⁵ Vgl. WM Ba.-Wü., Blockheizkraft, S. 14f.; siehe auch Anlage 7

⁶⁶ Verbrennungsmotor, Dampf- oder Gasturbinen

wandelt. Der Strom wird in das Stromnetz eingespeist. Die während des Prozesses entstandene Abwärme nimmt ein Wärmetauscher auf und gibt sie an das Heizungs- und Warmwassersystem – im Falle des Nahwärmesystems an das Leitungsnetz – ab.⁶⁷

Durch diese Technologie, kann gegenüber gewöhnlichen Kraftwerken ein wesentlich höherer Nutzungsgrad durch die parallele Erzeugung und Nutzung von mechanischer (elektrischer) und thermischer (Wärme) Energie erreicht werden.⁶⁸ Der elektrische Nutzungsgrad liegt, je nach Größe des BMHKWs, zwischen 25 und 40%. Hinzu kommt die Nutzung der Wärme, so dass insgesamt zwischen 80 und 90 % der Energie des Brennstoffs genutzt werden.⁶⁹ Die eingesetzte Primärenergie wird dadurch besonders effizient genutzt und die Emissionswerte sind – bezogen auf eine Kilowattstunde (kWh) Wärme oder Strom – vergleichsweise niedrig.⁷⁰

Gegenüber Biomasseheizwerken, die ausschließlich Wärme bereitstellen, weißt ein Biomasseheizkraftwerk bestimmte **Besonderheiten** auf. Insbesondere ist die Technologie teurer, da sie auf Grund der parallelen Strom- und Wärmeerzeugung aufwendiger ist und einen Generator benötigt.⁷¹ Deshalb muss die Anlage möglichst gut ausgelastet werden, damit sie wirtschaftlich betrieben werden kann.⁷² Bei einer im Vergleich zum Biomasseheizwerk identischen Wärmeleistung bedingt dies deutlich größere Brennstoffmengen, die in die Anlage fließen, und macht bezüglich des Wärmeabsatzes eine Versorgungsstruktur erforderlich, die eine ganzjährige Wärmeabnahme – also nicht nur in den winterlichen Monaten – auf hohem Niveau erlaubt.⁷³ Auch im Sommer muss daher die Abwärme der Stromerzeugung untergebracht werden; andernfalls müsste die Leistung der Feuerungsanlage und damit die der Stromerzeugung vermindert

⁶⁷ Vgl. WM Ba.-Wü., Blockheizkraft, S. 23; siehe auch Anlage 8

⁶⁸ Vgl. Krimmling, Energieeffiziente Nahwärmesysteme, S. 18

⁶⁹ BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 73

⁷⁰ Vgl. BMU, Fragen und Antworten, S. 135; siehe auch Anlage 9

⁷¹ Krimmling, Energieeffiziente Nahwärmesysteme, S. 15; siehe auch Anlage 6

⁷² Krimmling, Energieeffiziente Nahwärmesysteme, S. 15; siehe auch Anlage 6

⁷³ Vgl. C.A.R.M.E.N., Biomasseheizkraftwerke; C.A.R.M.E.N., Nahwärmenetz, S. 6

werden.⁷⁴

Eine kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung durch ein Heizkraftwerk ist daher nur dort sinnvoll, wo über das ganze Jahr hinweg eine ausreichende Wärmemenge für die Warmwasserbereitung abgerufen wird. Das heißt, dass sich im Nahwärmenetz größere Gebäude befinden sollten wie bspw. ein Krankenhaus, Hallenbad, oder Mehrfamilienhäuser.⁷⁵

Ein Biomasseheizwerk erlaubt dahingegen u.U. auch bei niedriger Sommerlast eine Wärmeversorgung mit ausreichenden Nutzungsgraden, wenn eine geeignete, nicht zu weitläufige Versorgungsstruktur – aufgrund des Wärmeverlustes⁷⁶ während des Transports in den Leitungen – vorliegt. Dieser Verlust wird jedoch durch die besseren Wirkungsgrade gegenüber Einzelhausfeuerungen ausgeglichen.⁷⁷

3.1.5 Biogasanlage mit angeschlossenem Blockheizkraftwerk

Der Vergärungsprozess erfolgt in einem Biogasreaktor (Fermenter) unter Luftabschluss und Wärmezufuhr (anaerobe Vergärung). Nach Austritt aus dem Biogasreaktor erfolgen die Gasreinigung und die Zwischenspeicherung in einem Gasspeicher. Von dort aus wird das nachgeschaltete BHKW mit dem biogenen Brennstoff versorgt, das gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt. Ein Teil der bei der Stromerzeugung entstehenden Wärme (rund 20 - 30 %) muss zur Beheizung des Reaktors und zur Vorbehandlung von Zusatzstoffen in den Prozess zurückgeführt werden.⁷⁸ Die restliche verfügbare Wärme kann in ein Nahwärmenetz eingespeist werden.⁷⁹

⁷⁴ Vgl. C.A.R.M.E.N., Biomasseheizkraftwerke; C.A.R.M.E.N., Nahwärmenetz, S. 6

⁷⁵ Vgl. C.A.R.M.E.N.: Biomasseheizkraftwerke; C.A.R.M.E.N.: Nahwärmenetz, S. 6

⁷⁶ Liegt je nach Leitungslänge und Auslastung des Heizwerks zwischen 8 % und 15 %, siehe hierzu WM-Ba.-Wü., Holzenergiefibel, S. 61)

⁷⁷ WM Ba.-Wü., Holzenergiefibel, S. 61

⁷⁸ Siehe hierzu Anlage 10

⁷⁹ WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 47; siehe auch Anlage 11

3.2 Solarthermie

Solare Energie ist unerschöpflich, da die Sonne als "Lieferant" unbegrenzt zur Verfügung steht. Die Strahlungsenergie ist jedoch nicht überall in Deutschland gleich, in den südlichen Bundesländern ist sie höher als im Norden Deutschlands.⁸⁰ Dennoch ist eine Nutzung im gesamten Bundesgebiet möglich.⁸¹ Der Begriff "Solarthermie" beschreibt die passive und aktive Sonnenenergienutzung zu Wärmezwecken. Unter passiver Sonnenenergienutzung ist die unmittelbare Nutzung der Sonneneinstrahlung zu verstehen (bspw. Das Aufheizen der Wohnung durch Sonneneinstrahlung usw.). Aktive Sonnennutzung bedeutet, mittels technischer Vorrichtungen die Sonneneinstrahlung steuer- und regulierbar zu machen.⁸² Hierfür gibt es thermische Anlagen mit Solarkollektoren⁸³. Diese sammeln die Sonnenwärme ein und leiten sie über einen Wärmekreislauf in Wärmespeicher.⁸⁴

Die Solarthermie steht jedoch folgendem Problem gegenüber: Die Sonne liefert in den Monaten Mai bis September rund zwei Drittel der in einem Jahr in Deutschland eingestrahlten Solarenergie. Der Hauptteil des jährlichen Wärmebedarfs von Wohngebäuden liegt dagegen mit über zwei Drittel in der Heizperiode zwischen Oktober und April. Es bedarf somit entsprechender technischer Anlagen und Speichersysteme, die über ein gesamtes Jahr hinweg eine Wärmeversorgung gewährleisten.⁸⁵

Die Solarthermie hat großes Potenzial in den nächsten Jahrzehnten einen wesentlichen Teil zur Wärmebedarfsdeckung in Deutschland beizutragen. Der Aufbau von Nahwärmenetzen ist eine entscheidende Voraussetzung dafür⁸⁶, denn mit Zunahme der Anlagengröße erfolgt eine Degression bei den Investitions- und Fixkosten. Solar gestützte Nahwärmesysteme haben

⁸⁰ Siehe hierzu Anlage 12

⁸¹ BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 85

⁸² WM Ba.-Wü., Solarfibel, S. 24ff.

⁸³ Auch Kollektoranlagen oder thermische Solaranlagen genannt

⁸⁴ BMU, Fragen und Antworten, S. 82

⁸⁵ Vgl. Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S.

86; Krimmling, Erneuerbare Energien, S. 79; siehe auch Anlage 13

⁸⁶ BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 101

somit in finanzieller Hinsicht einen Vorteil gegenüber Einzel- bzw. Kleinanlagen für einzelne Gebäude.⁸⁷ Bis jetzt wurden in Deutschland solar unterstützte Nahwärmesysteme kaum realisiert, da die hierfür notwendigen Techniken derzeit noch erforscht und entwickelt werden.⁸⁸ Dennoch gibt es bereits vereinzelt realisierte und erfolgreiche Pilotprojekte^{89, 90}.

Nachfolgend werden nun Anlagentypen beschrieben, die in Deutschland im Bereich der solar gestützten Nahwärmeversorgung Anwendung finden.

3.2.1 Kurzzeitspeicher

Durch die Installation eines großen Kollektorfeldes, z.B. auf dem Dach der Heizzentrale, weiteren geeigneten Gebäuden im näheren Umfeld oder ggf. Freiflächen, kann die Wärmeerzeugung des BMHW solar unterstützt werden. Die Speicherung der solaren Wärme erfolgt in einem Kurzzeitspeicher⁹¹, der die Wärmeproduktion von zwei bis drei Tagen aufnehmen kann. Dieser Anlagentyp wird auf 10 – 20 % solarer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf ausgelegt. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit, den o.g. Heizkessel während der Sommermonate ganz abzuschalten. Der sonst für die Warmwasserversorgung notwendige Teillastbetrieb des Heizkessels, immer verbunden mit erhöhten Emissionen und verringerten Wirkungsgraden, kann so vermieden werden. Die Wärmeversorgung ist somit über einen Zeitraum von drei bis vier Monaten nahezu Emissionsfrei möglich.⁹²

Bei bestehenden Anlagen, dessen Abschaltung des biomassebefeuelten Heizkessels die Zuschaltung eines fossil befeuerten Schwachlastkessels für die Erwärmung des Trinkwassers in den Sommermonaten zur Folge

⁸⁷ Vgl. Bollin/Huber/Mangold: Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S.85; Bollin/Huber/Mangold: Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 133ff.

⁸⁸ Vgl. Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 85

⁸⁹ Projekt, in dem versuchsweise neuartige Verfahren, Arbeitsweisen o.Ä. angewendet werden

⁹⁰ Vgl. Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 98ff.; Krimmling, Erneuerbare Energien, S. 79

⁹¹ Auch Pufferspeicher genannt

⁹² Vgl. WM Ba-Wü., Nahwärmefibel, S. 48; Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 86; siehe auch Anlage 14

hat, wäre es unter dem Aspekt des Klimaschutzes und der (Un-)Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu überlegen, auf den solar unterstützten Betrieb umzurüsten.

3.2.2 Saisonaler Wärmespeicher

Ziel einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit saisonalem Wärmespeicher⁹³ ist ein solarer Deckungsanteil von 50% und mehr am Gesamtwärmebedarf einer bspw. größeren Wohnsiedlung (mehr als 100 Wohneinheiten).⁹⁴

Die zeitliche Verschiebung zwischen hohem Solarstrahlungsangebot im Sommer und maximalen Wärmebedarf im Winter wird über die saisonale Wärmespeicherung ausgeglichen. Die eingesetzten Wärmespeicher sind min. 1.000m³ groß und zum größten Teil in das Erdreich eingebaut, da dieses zusätzlich wärmedämmt, statisch trägt und sie sich oft direkt in oder an einem Wohngebiet befinden.⁹⁵ Der Vorteil dieser Anlagen im Gegensatz zu Einzelanlagen von Gebäuden liegt darin, dass mit zunehmenden Speichervolumen eine Kostendegression stattfindet.⁹⁶ Die Nutzung von Solarthermie ist daher besonders im Bereich der Nahwärmeversorgung attraktiv, aufgrund der Vielzahl an Abnehmern.

3.3 Geothermie

Geothermie – auch Erdwärme genannt – ist Wärme, die vom schmelzflüssigen Kern im Erdinneren an die Erdoberfläche dringt. Die Energie aus dem Erdkern erhitzt auf ihrem Weg nach oben sowohl Gesteins- und Erdschichten als auch unterirdische Wasserreservoirs. Wenn man von der Erdoberfläche in die Tiefe vordringt, findet man auf den ersten 100 m Tiefe

⁹³ Auch Langzeitwärmespeicher genannt

⁹⁴ Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 87

⁹⁵ Vgl. WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 106f.; Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 87; Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 93f.; siehe auch Anlage 15

⁹⁶ Vgl. Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 133ff.

eine nahezu konstante Temperatur von etwa 10 Grad Celsius vor. Danach steigt die Temperatur mit jedem weiteren 100 m, je tiefer man kommt, im Mittel um 3 Grad Celsius an. Die Erdwärme kann mittels verschiedener technischen Verfahren für die Versorgung von Nahwärmenetzen genutzt werden.⁹⁷ Ein stetiger Wärmefluss aus größeren Tiefen sorgt für eine zuverlässige Bereitstellung von Erdwärme.⁹⁸ Nach Stand aus dem Jahr 2011 beläuft sich das Potenzial der förderbaren Erdwärme auf etwa ein Viertel der deutschen Wärmenachfrage.⁹⁹ Der Grund weshalb dieses nur sehr langsam erschlossen wird sind die hohen Kosten zur Förderung an die Oberfläche. Lediglich für eine Bohrung bis 5.000m Tiefe werden mehrere Millionen Euro veranschlagt.¹⁰⁰ Folglich ist hier eine hohe Zahl an Wärmeabnehmern nötig. Hier sind Nahwärmenetze mit hohem Wärmebedarf (hohe Zahl Abnehmender) geeignet, um die Geothermie wirtschaftlich attraktiver zu gestalten und stärker zu nutzen.¹⁰¹ Ohne einen Ausbau ist das Potenzial der Geothermie sehr gering.¹⁰² Wie bei der Solarthermie ist daher auch hier die Nahwärmeversorgung ein entscheidender Faktor zur zukünftigen Nutzung des Potenzials dieser erneuerbaren Energieform.

Die Geothermieförderung gliedert sich hinsichtlich der Anlagentypen bzw. Verfahrensarten im Wesentlichen in zwei Bereiche. Der erste ist die „oberflächennahe Geothermie“, der zweite die „Tiefengeothermie“. Bei ersterem wird Wärme aus bis zu 400m Tiefe gewonnen, bei letzterem aus Tiefen zwischen 800m und 5000m. Genutzt wird bei kleineren Nahwärmenetzen die oberflächennahe Geothermie mittels geothermischer Sonden und nachgeschalteten Wärmepumpen, bei größeren (> 2 – 2,5

⁹⁷ BMU, Fragen und Antworten, S. 158; BMU, Fragen und Antworten, S. 163; BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 136

⁹⁸ WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 107

⁹⁹ BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 137

¹⁰⁰ Vgl. BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 137

¹⁰¹ Vgl. BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 137

¹⁰² Vgl. UBA, Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020, S. 74

MW) die Tiefengeothermie mittels hydrothermalen Systemen oder dem HDR-Verfahren.¹⁰³

3.3.1 Hydrothermale Geothermie

Hydrothermale Systeme nutzen warmes, im Untergrund vorhandenes Thermalwasser¹⁰⁴. Die Wärme dieser natürlichen Thermalwässer zu nutzen ist in Norddeutschland, aber auch in Baden-Württemberg im Oberrheingraben und im Molassebecken zwischen Donau und Alpen möglich.¹⁰⁵ Die Fördertiefen liegen im Bereich zwischen 800 und 4000 Meter, die Temperaturen zwischen 50 und 160 Grad Celsius.¹⁰⁶

Die Funktionsweise einer hydrothermalen Geothermieranlage kann folgendermaßen beschrieben werden: Das Warmwasser wird über eine Förderbohrung an die Oberfläche gepumpt und in einer geothermischen Wärmезentrale (HKW) über einen Wärmetauscher geleitet. Die gewonnene Wärme wird in das Nahwärmenetz eingespeist. Mit Hilfe eines zusätzlichen Erdspeichers kann überschüssige Wärme im Sommer zwischengespeichert und im Winter wieder abgerufen werden. Das abgekühlte Wasser wird anschließend wieder in den Untergrund gepumpt wo es sich erneut erwärmt.¹⁰⁷ Die meisten Anlagen dieses Typs verfahren nach dem KWK-Prinzip, wobei hier die Wärmemenge (MWth) im Verhältnis zur Strommenge (MWe) deutlich höher ist bzw. im Vordergrund steht als bei BMHKWs.¹⁰⁸ Die vom HKW bereitgestellte Wärmemenge reicht aus, um eine Gemeinde oder Kleinstadt mit 7.000 bis 8.000 Einwohnern zu versorgen.¹⁰⁹

¹⁰³ Vgl. BMU, Fragen und Antworten, S. 158; BMU, Fragen und Antworten, S. 163f.; Krimmling, Energieeffiziente Nahwärmesysteme, S. 41;

¹⁰⁴ Grundwasser, dessen Temperatur mehr als 20 Grad Celsius beträgt

¹⁰⁵ Siehe hierzu Anlage 16

¹⁰⁶ Vgl. BMU, Fragen und Antworten, S. 158; BMU, Fragen und Antworten, S. 163f.; BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 138

¹⁰⁷ Siehe hierzu Anlage 17

¹⁰⁸ Vgl. UM Ba.-Wü., Leuchtturmprojekte zur Nutzung erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg, S. 23–27; Böhnisch/Krewitt/Staiß, Der Wärmemarkt – Analysen und Potenziale erneuerbarer Energiequellen, S. 145

¹⁰⁹ Böhnisch/Krewitt/Staiß, Der Wärmemarkt – Analysen und Potenziale erneuerbarer Energiequellen, S. 145

Zu beachten ist jedoch, dass durch den beschriebenen Prozess eine hydrothermale Lagerstätte nach ca. 100 Jahren abgekühlt ist. Danach dauert es wenigstens 1.000 Jahre, bis sie sich wieder erholt hat.¹¹⁰ Folglich kann man also auch hier paradoxerweise von einer "endlichen erneuerbaren" Energiequelle sprechen, da die Regenerationszeit zur erneuten Nutzung der Wärmeenergie um ein vielfaches höher ist als bspw. bei Biomasse und darüber hinaus nicht beeinflusst bzw. beschleunigt werden kann. Weiter ist anzumerken, dass – wie bereits erwähnt – nicht in allen Gebieten Deutschlands bzw. Baden-Württembergs die Förderung von Erdwärme mittels hydrothormaler Anlagen möglich oder wirtschaftlich ist, da das Thermalwasser sich zu tief im Erdreich befindet. Daher sind bei keiner anderen erneuerbaren Energie die Standortverhältnisse so entscheidend als bei der hydrothermalen Tiefengeothermie.

3.3.2 Hot-Dry-Rock Verfahren

Heiße, trockene Gesteinsschichten (Hot dry rock, HDR) in bis zu 5000m Tiefe lassen sich zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung nutzen.¹¹¹ Zunächst wird eine Tiefbohrung durchgeführt, durch die Wasser durch das Gestein gepresst wird. Dabei werden natürlich vorhandene Risse und Spalten ausgeweitet, geschert und neue Risse erzeugt. Dadurch steigt die Durchlässigkeit des Gesteins und es wird ein "natürlicher Wärmetauscher" erzeugt. Zum Betrieb der HDR-Anlage wird anschließend kaltes Wasser in die Injektionsbohrung gepumpt und über eine zweite Bohrung wieder an die Oberfläche geführt. Das in den heißen Tiefengesteinen erhitze Wasser wird zur Speisung eines Nahwärmenetzes genutzt.¹¹² Mit Hilfe eines zusätzlichen Erdspeichers kann, wie auch beim hydrothermalen System, überschüssige Wärme im Sommer zwischengespeichert und im Winter wieder abgerufen werden.¹¹³ Das HKW bietet eine

¹¹⁰ Vgl. WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 107; BMU, Fragen und Antworten, S. 164; BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 45

¹¹¹ WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 107

¹¹² Vgl. BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 137

¹¹³ Siehe hierzu Anlage 18

Wärmeleistung, die genügt, für eine Stadt mit rund 50.000 Einwohnern Wärme bereitzustellen.¹¹⁴

Für das HDR-Verfahren geeignete Gesteinsschichten gibt es in Deutschland im Gegensatz zu brauchbaren Thermalwasservorkommen für hydrothermale Systeme nahezu überall. 95 % des geothermischen Potenzials wird daher der HDR-Technik zugeordnet.

3.3.3 Oberflächennahe Geothermie

In Mittel- und Nordeuropa haben sich Erdwärmesonden als häufigste Anlagentypen durchgesetzt. Ihr Flächenbedarf ist gering und sie nutzen ein konstantes Temperaturniveau. Zumeist werden Erdwärmesonden als senkrechte Bohrungen niedergebracht, in die man Rohre installiert, die die Wärme aus dem Erdreich an die Oberfläche zur Wärmepumpe transportiert. Erdwärmesonden werden in Tiefen zwischen 50 – 160 m abgeteuft. Mittels dieser Technik lassen sich durch Anschluss an ein Nahwärmenetz mehrere Gebäude oder ein kleineres Wohngebiet versorgen.¹¹⁵

3.3.4 Risiken

Bohrungen nach Erdwärme bergen im Gegensatz zur Nutzung anderer erneuerbaren Energien besondere, nicht unerhebliche Risiken.

- Hebungen der Erdoberfläche: Es wird eine Verbindung zwischen einer Schicht mit unter hohem Druck stehendem Grundwasser und einer darüber liegenden Gipskeuperschicht geschaffen. Durch die Wasseraufnahme beginnt das in der Gipskeuperschicht eingelagerte Anhydrit, sich in Gips umzuwandeln. Bei dieser Umwandlung kann sich das Volumen enorm erhöhen.¹¹⁶ Ist das Gestein über der Gipskeuperschicht zu schwach, wirkt sich die Quellung auf die Erdoberfläche aus

¹¹⁴Böhnisch/Krewitt/Staiß, Der Wärmemarkt – Analysen und Potenziale erneuerbarer Energiequellen, S. 146

¹¹⁵ Vgl. Bundesverband Geothermie:

Oberflächennahe Geothermie; siehe auch Anlage 19

¹¹⁶ Vgl. Bundesverband Geothermie, Risiken der Geothermie; Bund-Länder-Arbeitsgruppen der Staatlichen Geologischen Dienste, Fachbericht zu bisher bekannten Auswirkungen geothermischer Vorhaben in den Bundesländern, S. 24ff.

und hebt sich um mehrere Zentimeter an. In der Gemeinde Staufen (Baden-Württemberg) hat sich genau solch ein Szenario abgespielt. Die Bohrungen zur Versorgung des Rathauses mit Erdwärme wurden bereits 2007 durchgeführt, die Erdhebungen halten aber immer noch an und belaufen sich auf 30-45 cm über ein Gebiet von 50.400m². Der Gesamtschaden bei 262 Privatgebäuden und 7 städtischen Gebäuden beläuft sich bislang auf ca. 50 Millionen Euro.¹¹⁷

- Setzungen der Erdoberfläche: Hier geschieht genau das Gegenteil als bei der Hebung. Es können Hohlräume durch Grundwasserabfluss entstehen oder bestehende gefüllt werden durch nachrücken oberer Erdschichten. In beiden Fällen kann es dann zu Setzungen der Erdoberfläche kommen¹¹⁸. In Kamen-Methler (Nordrhein-Westfalen) wurde im Jahr 2009 eine Bohrung zur Erdwärmennutzung niedergebracht. Im selben Jahr kam es in der unmittelbaren Umgebung der Bohrstelle zu Bodenabsackungen, die innerhalb weniger Stunden zur Bildung eines Trichters von rund 50 – 60 m³ Volumen führten. Um den Einbruchskrater herum bildeten sich Bodenrisse, die auch die Nachbargrundstücke betrafen und z. T. auch durch Gebäude bzw. Gebäudeteile hindurch aufrissen. Es bestand bei einzelnen Häusern akute Einsturzgefahr. Im weiteren Verlauf setzte sich der Erdboden bis zu einer Entfernung von ca. 200 m von der Ausgangsstelle um mehr als 10 cm. An insgesamt ca. 20 Gebäuden in der Umgebung wurden erhebliche Schäden nachgewiesen, die in einigen Fällen eine akute Einsturzgefahr hervorriefen. Vier Häuser mussten als Totalverlust angesehen werden.¹¹⁹

Ursache für diese und andere Ereignisse ist eine mangelhafte geologische Untersuchung des Erduntergrundes, aber auch teilweise Unwissenheit

¹¹⁷ Stiftung zur Erhaltung der historischen Altstadt Staufen, Risse-Chronik; Stadt Staufen, Hebungsrisse; siehe auch Anlage 20

¹¹⁸ Vgl. Bundesverband Geothermie, Risiken der Geothermie; Bund-Länder-Arbeitsgruppen der Staatlichen Geologischen Dienste, Fachbericht zu bisher bekannten Auswirkungen geothermischer Vorhaben in den Bundesländern, S. 27ff.

¹¹⁹ Vgl. Bund-Länder-Arbeitsgruppen der Staatlichen Geologischen Dienste, Fachbericht zu bisher bekannten Auswirkungen geothermischer Vorhaben in den Bundesländern, S. 27ff.

von Planern und Bohrunternehmen.¹²⁰ Um diese Ereignisse und Risiken weiter zu minimieren geben der GtV-Bundesverband Geothermie und Landesministerien hierüber Informationen in Form von Leitfäden und Richtlinien.¹²¹ Mithilfe dieser Informationen, neuen Erkenntnissen in der Geothermie und durch Lerneffekte aus negativen Ereignissen kann davon ausgegangen werden, dass negative Auswirkungen durch Erdwärmennutzung in Zukunft zunehmend vermieden werden und die Zuverlässigkeit sowie Effizienz der Verfahrensarten weiter gesteigert wird.

4. Beitrag zum Klima- und Ressourcenschutz

Ob dem Ausbau der Nahwärmeversorgung eine Bedeutung beim Klima- und Ressourcenschutz sowie zur Integration EE im Wärmesektor zukommen kann bzw. wird, gilt es nun festzustellen. Im Fokus stehen hierbei ihr Beitrag zur nachhaltigen Wärmeversorgung sowie die Reduzierung des CO₂-Ausstoßes.

4.1 Nachhaltigkeit der Wärmeversorgung

Mit einem Anteil von 89% (2011) bilden die fossilen Brennstoffe das Rückgrat der gesamten Wärmeversorgung Deutschlands, erneuerbare Energien decken den restlichen Bedarf.¹²² Wird ausschließlich der Wärmeverbrauch in den privaten Haushalten Deutschlands betrachtet, zeichnet sich ein nahezu gleiches Verhältnis ab, hier erreichen die erneuerbaren Energien einen etwas höheren Anteil von rund 15%.¹²³

Hinsichtlich des weltweiten Primärenergieverbrauchs, der mit 81% (2011) ebenso größtenteils aus fossilen Brennstoffen gedeckt ist¹²⁴ und des stetig

¹²⁰ Bundesverband Geothermie, Risiken tiefegeothermischer Projekte

¹²¹ Vgl. Bundesverband Geothermie: Leitfäden und Richtlinien der Bundesländer

¹²² Vgl. WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 10; siehe auch Anlage 21

¹²³ Siehe hierzu Anlage 22

¹²⁴ Siehe hierzu Anlage 23

steigenden Primärenergiebedarfes¹²⁵ – bis 2035 um ein Drittel – ergeben sich jedoch, auch für Deutschland, folgende Probleme:

Bei den fossilen Brennstoffen handelt es sich um endliche Ressourcen. In den nächsten Jahrzehnten werden sie daher weltweit nach und nach zur Neige gehen.¹²⁶ Erdöl hat mit rund 40 Jahren die geringste Reichweite, gefolgt von Erdgas mit noch ca. 60 Jahren.¹²⁷ Diese Werte gehen jedoch von einem gleichbleibenden Verbrauch aus dem Jahr 2007 aus. Aufgrund des weltweit steigenden Energiebedarfs ist folglich von einer zunehmend geringeren Reichweite auszugehen. Für Deutschland wäre diese Entwicklung von besonderer Bedeutung da es auf Grund kaum vorhandener fossiler Brennstoffvorkommen im Energiebereich stark importabhängig ist.¹²⁸ Auch in finanzieller Hinsicht würden die fossilen Energieträger zu einer zunehmenden Belastung, da die steigende Nachfrage und das sinkende Angebot zu massiven Preissteigerungen führt.¹²⁹ Diese Entwicklungen würden zu einer Gefährdung der nachhaltigen Energieversorgung Deutschlands aber auch weltweit führen.

Einen Beitrag zur Abmilderung bzw. Verzögerung der dargestellten Entwicklung, hin zur nachhaltigen Wärmeversorgung Deutschlands könnte die zunehmende Integration EE in Nahwärmenetze sowie deren Ausbau leisten.

Studien zufolge werden im aktuellen Jahrzehnt¹³⁰ Biomassebefeuerte Nahwärmenetze weiter deutlich zunehmen, im nächsten jedoch zunehmend stagnieren.¹³¹ Dies ist auf das begrenzte Potenzial der Biomasse zurückzuführen,¹³² da auf die nachhaltige Bewirtschaftung¹³³ im Bereich

¹²⁵ Siehe hierzu Anlage 24

¹²⁶ Vgl. Wetzel, Globale Energie-Versorgung bald nicht mehr sicher

¹²⁷ Vgl. Wetzel, Globale Energie-Versorgung bald nicht mehr sicher; BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 9f.; Siehe auch Anlage 25

¹²⁸ Siehe hierzu Anlage 26

¹²⁹ Siehe hierzu Anlage 27

¹³⁰ 2010-2020

¹³¹ Vgl. BMU, Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland, S.9; BMU, Leitstudie 2008, S.95; BMU, Leitstudie 2010, S. 62f.; siehe auch Abbildung 3, S. 28

¹³² Siehe Kapitel 3.1.1

der Land- und Forstwirtschaft geachtet werden muss. Bis 2030 werde daher das Potenzial von Biomasse- und Biogas weitestgehend ausgeschöpft sein.¹³⁴ Stärker an Bedeutung gewinnen wird hingegen die Solarthermie und Geothermie,¹³⁵ was auf die zunehmende Effizienz, Wirtschaftlichkeit und sinkenden Investitionskosten der technischen Anlagen zurückzuführen ist.¹³⁶ Darüber hinaus ist bei diesen EE die nachhaltige Bewirtschaftung von wesentlich geringerer Bedeutung, da Solare Energie und Erdwärme quasi unerschöpflich sind.¹³⁷ Dadurch und insbesondere aufgrund steigender Kosten für fossile Brennstoffe¹³⁸ kann von einer Zunahme der Nachfrage nach EE sowie höherer finanzieller Förderung¹³⁹ der Anlagensysteme im Nahwärmebereich auf Seiten der Bürger und Kommunen ausgegangen werden.

¹³³ Genutzte Menge an Biomasse darf die im gleichen Zeitraum nachwachsende Menge nicht übersteigen

¹³⁴ Vgl. BMU, Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland, S. 8f.; BMU, Leitstudie 2008, S. 92; BMU, Leitstudie 2010, S. 62f.

¹³⁵ Vgl. BMU, Leitstudie 2008, S. 95; BMU, Leitstudie 2010, S. 63

¹³⁶ Vgl. BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 18; WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 104; BMU, Leitstudie 2010, S. 32

¹³⁷ Siehe Kapitel 3.2 und 3.3

¹³⁸ Vgl. hierzu Anlage 27; Anlage 28

¹³⁹ Vgl. Wetzel, Globale Energie-Versorgung bald nicht mehr sicher

Abbildung 3: Wärmebereitstellung EE in Deutschland bis 2050

Tabelle 3-8: Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A

| in TWh/a | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Biomasse | 97,2 | 104,9 | 109,3 | 128,8 | 144,6 | 150,5 | 156,5 | 163,0 | 163,6 |
| - Biogas, Klärgas u. a.*) | 16,4 | 17,2 | 18,3 | 22,9 | 27,0 | 28,4 | 29,7 | 32,2 | 32,2 |
| - feste Biomasse | 75,8 | 82,6 | 85,8 | 100,4 | 111,6 | 116,1 | 120,8 | 124,8 | 125,4 |
| - biogener Abfall | 5,0 | 5,1 | 5,2 | 5,5 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 |
| Solarkollektoren | 4,1 | 4,8 | 5,1 | 10,5 | 19,5 | 31,7 | 43,9 | 70,6 | 95,3 |
| - Einzelanlagen | 4,0 | 4,7 | 4,9 | 9,2 | 15,8 | 23,5 | 31,2 | 43,1 | 50,3 |
| - Nahwärme | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 1,3 | 3,7 | 8,2 | 12,7 | 27,5 | 45,0 |
| Umweltwärme, Geothermie | 4,6 | 5,0 | 6,3 | 14,7 | 26,0 | 40,5 | 55,0 | 78,9 | 101,7 |
| - Einzelanlagen (WP) | 4,4 | 4,7 | 5,8 | 11,8 | 18,0 | 24,1 | 30,3 | 35,9 | 43,0 |
| - Nahwärmeanlagen | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 2,9 | 8,0 | 16,4 | 24,7 | 43,0 | 58,7 |
| EE-Wärme gesamt **) | 105,9 | 114,7 | 120,7 | 153,9 | 190,1 | 222,8 | 255,4 | 312,5 | 360,6 |
| - davon Nahwärme | 47,0 | 49,6 | 53,1 | 71,3 | 91,8 | 109,7 | 127,6 | 166,4 | 200,2 |
| Nachrichtlich: | | | | | | | | | |
| Ges. Strom für Wärme | 173 | 147 | 158 | 149 | 140 | 133 | 127 | 125 | 119 |
| - davon für Raumheizung | 28 | 27 | 26 | 26 | 24 | 23 | 22 | 22 | 21 |
| - davon für WP | 1,8 | 2,1 | 2,6 | 4,9 | 6,9 | 9,1 | 11,2 | 13,1 | 15,3 |

*) enthält auch Deponiegas und flüssige Brennstoffe

**) ohne EE-Strom für Wärme (bei WP nur Anteil Umweltwärme)

Quelle: BMU, Leitstudie 2010, S. 62

Betrag 2009 der Anteil EE an der Wärmebereitstellung noch 9%, so seien es im Jahr 2020 voraussichtlich 18%¹⁴⁰, 2050 bereits rund 53%.¹⁴¹ Nahwärmenetzen komme hierbei eine besondere Bedeutung zu. So sollen sie bis 2020 einen Anteil von ca. 48% an den EE haben, 2050 55%.¹⁴² Wird der von Nahwärmenetzen am Gesamtwärmebedarf gedeckte Anteil betrachtet, so wachse dieser kontinuierlich von rund 3% im Jahr 2009, auf 8% im Jahr 2020, weiter bis 2050 auf rund ein Viertel.¹⁴³ Dazu ist zu bemerken, dass sich der Energiebedarf an der Wärmebereitstellung deutlich verringern wird; die Nachfrage nach Wärme sinke demnach bis 2020 um 16%, bis 2050 um weitere 28%.¹⁴⁴ Die Verringerung des Raumwärmebedarfs mit Hilfe verbesserter Wärmedämmung – sowohl im Gebäudebestand als auch bei Neubauten – hat den weitaus größten Anteil daran.¹⁴⁵

¹⁴⁰ Das vom Gesetzgeber im §1 Abs. 2 EEWärmeG gesteckte Ziel von 14% im Jahr 2020 würde somit knapp übertroffen werden

¹⁴¹ Vgl. BMU, Leitstudie 2008, S. 95; BMU, Leitstudie 2010, S. 62

¹⁴² Siehe Abbildung 3, S. 28

¹⁴³ Vgl. Abbildung 3, S. 28; BMU, Leitstudie 2010, S. 60;

¹⁴⁴ Vgl. BMU, Leitstudie 2010, S. 59

¹⁴⁵ Vgl. WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 17; siehe auch Anlage 29

Dadurch könnten bestehende Nahwärmenetze mit gleichbleibender Wärmeleistung weitere Gebäude in die Versorgung aufnehmen, neu geschaffene von der Inbetriebnahme an ein größeres Versorgungsgebiet abdecken. Dieser Synergieeffekt – Zunahme des Nahwärmeanteils am sinkenden Wärmebedarf – trägt mitunter zur beschriebenen Entwicklung im Wärmesektor bei.

Durch die zunehmende Anzahl von Nahwärmenetzen kann auf heute noch dominierende Energieträger wie Heizöl oder Erdgas und mit ihnen eine große Anzahl von Einzel- oder Zentralheizungen zunehmend verzichtet werden. Ihr Anteil von 85% (2008) an der Raumwärmebereitstellung werde bis 2020 zunächst nur gering auf 75% zurückgehen um dann bis 2050 auf 18% abzunehmen.¹⁴⁶ Im Ergebnis führt dies zu einer Verringerung des Bedarfs an Erdöl und Erdgas.¹⁴⁷ Erdöl wird 2050 voraussichtlich keine Rolle mehr im Wärmesektor spielen, da es nicht mehr vorhanden ist.¹⁴⁸

Somit kann festgehalten werden, dass Nahwärmenetze zwar nicht allein die nachhaltige Wärmeversorgung Deutschlands bis zum "Ausbluten" der fossilen Brennstoffe sicherstellen können, wohl aber einen nicht unerheblichen Beitrag dazu leisten werden. Sie sind aufgrund ihres hohen Anteils bei der Nutzung Erneuerbarer Energien für die Integration dieser in den Wärmemarkt sowie zur Substitution und Schonung fossiler Brennstoffe und Minimierung der Importabhängigkeit derzeit und in Zukunft von Bedeutung.

¹⁴⁶ BMU, Leitstudie 2008, S. 92

¹⁴⁷ Siehe Anlage 29

¹⁴⁸ Vgl. BMU, Leitstudie 2010, S. 61; siehe auch Anlage 29

4.2 Reduzierung des CO²-Ausstoßes

Der weltweite CO²-Ausstoß betrug im Jahr 2012¹⁴⁹ rund 34 Milliarden Tonnen, was einen neuen Rekordwert zum dritten Jahr in Folge bedeutet.¹⁵⁰ Deutschland hatte daran einen geringen Anteil mit weniger als 3%, China und die USA hingegen gemeinsam rund 38%.¹⁵¹

2012 betrug der THG-Ausstoß Deutschlands 940 Millionen Tonnen CO²-Äquivalente.¹⁵² Den größten Anteil daran hat die Wärmeversorgung mit ca. 40% was 376 Mio. Tonnen entspricht.¹⁵³ Mit dem Ersetzen von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energien im Wärmesektor konnten jedoch Treibhausgase in Höhe von 40 Mio. Tonnen CO²-Äquivalente vermieden werden.¹⁵⁴ Dies entspricht einem CO²-Minderungsanteil von rund 11% im Wärmebereich und 4% am Gesamtausstoß.

Die Menge an jährlichen THG-Emissionen aus dem Wärmesektor werde sich laut einer Studie¹⁵⁵ des BMU bis Mitte des Jahrhunderts auf 73 Mio. Tonnen verringern.¹⁵⁶ Zu diesem Zeitpunkt werden EE voraussichtlich zu 53% Prozent zum CO²-Minderungsanteil beitragen.¹⁵⁷ Dazu ist zu bemerken, dass einen wesentlichen Anteil daran Nahwärmenetze haben, die 2050 voraussichtlich 55% der durch erneuerbare Energien bereitgestellten Wärme verteilen.¹⁵⁸

Nahwärmenetze werden somit in den nächsten Jahrzehnten einen nicht unerheblichen Beitrag zur CO²-Minderung Deutschlands beitragen. Aus der globalen Perspektive gesehen, wird der Anteil hingegen sehr gering und hinsichtlich des Klimaschutzes kaum spür- bzw. messbar sein. Hierzu

¹⁴⁹ Der THG-Ausstoß 2013 beruht größtenteils noch auf Schätzungen, daher werden Werte aus dem Jahr 2012 verwendet

¹⁵⁰ IWR, Globaler CO²-Ausstoß steigt auf neuen Rekordwert

¹⁵¹ Siehe hierzu Anlage 31

¹⁵² Siehe hierzu Anlage 32

¹⁵³ Vgl. UBA, THG-Emissionen in Deutschland 1990 bis Prognose 2013, S. 1; AfEE, Erneuerbare Wärme, S. 4; BMU, Leitstudie 2008, S. 91

¹⁵⁴ Siehe hierzu Anlage 33

¹⁵⁵ BMU Leitstudie 2010

¹⁵⁶ BMU, Leitstudie 2010, S. 62

¹⁵⁷ Vgl. BMU, Leitstudie 2008, S. 95; WM Ba.-Wü., Nahwärmefibel, S. 17; UBA, Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020, S. 70f.

¹⁵⁸ Vgl. BMU, Leitstudie 2008, S. 95

ist erforderlich, dass auf globaler Ebene alle Länder in naher Zukunft sich intensiver bemühen, ihren CO²-Ausstoß durch geeignete Maßnahmen zu reduzieren.

5. Wärmeversorgung – eine Aufgabe der Gemeinde

Bevor im nächsten Kapitel den planungsrechtlichen Möglichkeiten einer Gemeinde nachgegangen wird, gilt es zunächst zu erörtern inwieweit die (Nah-)Wärmeversorgung – als Teil der Energieversorgung – Aufgabe einer Kommune¹⁵⁹ ist und evtl. in den Bereich der Daseinsvorsorge fällt. Dazu ist es erforderlich, bei den Wurzeln der kommunalen Selbstverwaltung zu beginnen.

5.1 Garantie kommunaler Selbstverwaltung

Die Garantie kommunaler Selbstverwaltung ist in Art. 28 Abs. 2 Satz 1 GG verankert. Den Gemeinden wird demnach das Recht eingeräumt, "alle Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft im Rahmen der Gesetze in eigener Verantwortung zu regeln". Sie können hiernach entscheiden, ob sie bestimmte Aufgaben wahrnehmen.¹⁶⁰ Nach Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts umfasse Art. 28 Abs. 2 GG den "Grundsatz der Allzuständigkeit", was bedeuten würde, dass die Kommunen die Möglichkeit haben auf alle Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft zuzugreifen.¹⁶¹ Das sind „diejenigen Bedürfnisse und Interessen, die in der örtlichen Gemeinschaft wurzeln oder auf sie einen spezifischen Bezug haben, die also den Gemeindeeinwohnern gerade als solchen gemeinsam sind, indem sie das Zusammenleben und -wohnen der Menschen in der Gemeinde betreffen“¹⁶². Die Wahrnehmung von Aufgaben ist jedoch auf das

¹⁵⁹ Nach der engsten Sichtweise sind unter Kommunen ausschließlich Gemeinden und Landkreise zu verstehen, (Vgl. Gern, Deutsches Kommunalrecht, Rn. 48, in: Franz, Gewinnerzielung durch kommunale Daseinsvorsorge, S. 10), In der vorliegenden Arbeit wird bei Verwendung dieses Begriffs jedoch ausschließlich auf die Gemeinde Bezug genommen.

¹⁶⁰ Waller, "Neue Energie" für die kommunale Selbstverwaltung, S. 13

¹⁶¹ BVerfGE 79, 127 (146), NVwZ 1989, S. 347

¹⁶² BVerfGE 79, 127 (151), NVwZ 1989 S. 349; BVerwGE 92, 56 (62), DVBl 1993, S. 654

Gemeindegebiet beschränkt, also nur im eigenen Wirkungskreis zulässig.¹⁶³ Eine interkommunale Zusammenarbeit würde dies aber nicht ausschließen.¹⁶⁴ Des Weiteren ist das Recht der Selbstverwaltung den Gemeinden ausdrücklich nur „im Rahmender Gesetze“ gewährleistet und steht demzufolge unter dem allgemeinem Gesetzesvorbehalt. Den Kommunen können daher durch Gesetz Aufgaben zugeordnet oder auch entzogen werden, sofern in den Kernbereich der kommunalen Selbstverwaltung nicht eingegriffen wird.¹⁶⁵ Wesentliche Bestandteile davon sind die Gebietshoheit, Organisationshoheit, Personalhoheit, Rechtsetzungshoheit, Planungshoheit und Haushaltshoheit.¹⁶⁶ Auch in den LV der Bundesländer wurde der Grundsatz der Allzuständigkeit mit denselben Einschränkungen festgeschrieben, wie bspw. in der LV Baden-Württembergs in §71 Abs. 2.¹⁶⁷ Die freiwilligen Aufgaben, die eine Gemeinde nach §2 Abs. 1 GemOBW aufnehmen kann, sind daher im Gegensatz zu den Pflichtaufgaben (Abs. 2) und Weisungsaufgaben (Abs. 3) mit Verfassungsrang ausgestattet.¹⁶⁸

Im Hinblick auf die Wärmeversorgung stellt sich nun die Frage ob diese eine freiwillige, Pflicht- oder Weisungs-Aufgabe ist. Die Übertragung von Pflicht- oder Weisungsaufgaben bedarf eines Bundes- bzw. Landesgesetzes.¹⁶⁹ Da Kommunen rechtlich nicht verpflichtet sind, eine Wärmeversorgung in Form eines Nah- oder Fernwärmenetzes als öffentliche Einrichtung für das Gemeindegebiet oder Teile hiervon einzurichten,¹⁷⁰ handelt es sich zunächst um eine freiwillige kommunale Aufgabe. Dieser Aufgabe dürfen sich Gemeinden jedoch nur annehmen, wenn es sich bei der Wärmeversorgung um eine örtliche Angelegenheit im Sinne der Selbstverwaltungsgarantie bzw. Allzuständigkeit handelt. Für die Zuordnung sei darauf

¹⁶³ Sog. "Örtlichkeitsprinzip"; BVerfGE 8, 122 (134), NJW 1958, S. 1771

¹⁶⁴ BVerwGE 87, 237, 238, NVwZ 1991, 685

¹⁶⁵ Waller, "Neue Energie" für die kommunale Selbstverwaltung, S. 15

¹⁶⁶ Hömig: GG, §28, Rn. 13f.

¹⁶⁷ Aker/Hafner/Notheis, GemO, §2, Rn. 2

¹⁶⁸ Aker/Hafner/Notheis, GemO, §2, Rn. 3

¹⁶⁹ Vgl. Aker/Hafner/Notheis, GemO, §2, Rn. 15f.

¹⁷⁰ Vgl. Franz, Gewinnerzielung durch kommunale Daseinsvorsorge, S. 49; Waller, "Neue Energie" für die kommunale Selbstverwaltung, S. 14

abzustellen, ob ein Bezug zur Gemeindebevölkerung besteht, wem also die wahrgenommene Tätigkeit zugutekommt.¹⁷¹ Dies ist mit der Versorgung der Einwohner einer Gemeinde mit Wärme gegeben. Als weitere Kriterien zur Bestimmung des "örtlichen" Charakters einer Aufgabe spiele auch der aktuelle Zustand der gemeindlichen Aufgabenerfüllung und die historische Entwicklung eine wichtige Rolle.¹⁷² Dies ist ebenfalls zu bejahen, da die Wärmeversorgung schon zu Beginn des 20. Jahrhunderts, zwar nicht ausschließlich, aber dennoch ein Aufgabenfeld von Kommunen war¹⁷³ und sie sich auch gegenwärtig auf diesem engagieren.

Wenn Gemeinden die Wärmeversorgung durch die Einrichtung eines Fern- oder Nahwärmenetz wahrnehmen, wird dieser Tätigkeitsbereich somit von der kommunalen Selbstverwaltungsgarantie erfasst und abgedeckt.

Ebenso hat das Bundesverwaltungsgericht in seinem Urteil vom 6. April 2005 bestätigt, dass eine Gemeinde die (Fern-)Wärmeversorgung als freiwillige Aufgabe wahrnehmen kann.¹⁷⁴

5.2 Kommunale Daseinsvorsorge

Weiter wird nun geprüft, ob die Nahwärmeversorgung ebenso in den Bereich der kommunalen Daseinsvorsorge fällt und die Kommune sie als wirtschaftliches Unternehmen im Sinne des §102 Abs. 1 GemO errichten darf.

Die kommunale Daseinsvorsorge ist verfassungsrechtlich im Sozialstaatsprinzip nach Art. 20 Abs. 1 GG verankert.¹⁷⁵ Sie wird in §1 Abs. 2 und §102 Abs. 1 GemOBW konkretisiert.¹⁷⁶ Unter die Daseinsvorsorge falle das Schaffen, Sichern und Entwickeln der notwendigen sozialen Lebens-

¹⁷¹ BVerwG (6.4.2005) 3 C 31.03, AZ: VG 27 A 204.95

¹⁷² Löwer in: Münch/Kunig, GG Art. 28 Rn. 45, in: Henneke/Ritgen, Kommunales Energierecht, S. 42

¹⁷³ Fernwärmenetze wurden in Deutschland bereits Anfang des 20. Jahrhunderts aufgebaut, s. Topp, Der Begriff der Fernwärme, S. 135.

¹⁷⁴ BVerwG (6.4.2005) 8 CN 1.03, AZ: OVG 4 D 373/99

¹⁷⁵ Franz, Gewinnerzielung durch kommunale Daseinsvorsorge, S. 37

¹⁷⁶ Aker/Hafner/Notheis, GemO, §102, Rn. 53

bedingungen für die Einwohner einer Gemeinde.¹⁷⁷ Dies umfasse die Erbringung grundlegender Leistungen für das tägliche Leben der Einwohner der Kommune insbesondere in den Bereichen der Versorgung (Wasser, Energie) und Entsorgung (Abfall, Abwasser).¹⁷⁸ Aus der Verbindung von Daseinsvorsorge und Sozialstaatsprinzip ergibt sich allerdings, dass sich für eine Kommune die staatliche Fürsorge nicht in der Sicherung des Existenzminimums erschöpfen darf; es bindet vornehmlich den Gesetzgeber i.S. eines Gesetzgebungsauftrags.¹⁷⁹ Daher ist das nach § 1 Abs. 2 GemOBW „gemeinsame Wohl“ der Einwohner das wesentliche Kriterium innerhalb des Begriffs Daseinsvorsorge¹⁸⁰. Deshalb zählen alle in §102 Abs. 4 GemO genannten Bereiche, bezogen auf den örtlichen Wirkungskreis, zur kommunalen Daseinsvorsorge.¹⁸¹ Ebenso zählt dazu, wenn auch in Abs. 4 nicht ausdrücklich erwähnt, die Energieversorgung¹⁸². Es werden grundlegende Leistungen für das tägliche Leben eines Menschen erbracht, da Strom und Wärme im heutigen Leben benötigt werden und unverzichtbar sind. Die Errichtung einer Nahwärmeversorgung sorgt demnach für das „gemeinsame Wohl“ der Gemeindeglieder durch die nachhaltige Sicherung des Wärmebedarfs. Somit ist auch ein „öffentlicher Zweck“ im Sinne des §102 Abs. 1 Nr. 1 GemOBW gegeben, da die Gemeinde eine Aufgabe der kommunalen Daseinsvorsorge erfüllt.¹⁸³ Die Gemeinde kann mithin die Nahwärmeversorgung errichten, sofern es die Leistungsfähigkeit der Gemeinde nicht übersteigt, es im angemessenen Verhältnis zum Bedarf steht (§102 Abs. 1 Nr. 2 GemO) und die Versorgung nicht über das Gemeindegebiet hinausgeht¹⁸⁴.

¹⁷⁷ Vgl. Franz, Gewinnerzielung durch kommunale Daseinsvorsorge, S. 37f.

¹⁷⁸ Franz, Gewinnerzielung durch kommunale Daseinsvorsorge, S.13

¹⁷⁹ Vgl. Franz, Gewinnerzielung durch kommunale Daseinsvorsorge, S.38f.

¹⁸⁰ Aker/Hafner/Notheis, GemO, §102, Rn. 53

¹⁸¹ Vgl. Aker/Hafner/Notheis, GemO, §102, Rn. 25, Rn. 51 und 53

¹⁸² Vgl. Gesetz zur Änderung gemeindewirtschaftsrechtlicher Vorschriften und anderer Gesetze, Landtagsdrucksache 12/4055 v. 14.5.1999, S. 24; Stober, Kommunalrecht in der BRD, 3. Auflage 1996, S. 165f., in: Aker/Hafner/Notheis, GemO, §102, Rn. 53

¹⁸³ Vgl. Aker/Hafner/Notheis, GemO, §102, Rn. 51

¹⁸⁴ Eine interkommunale Zusammenarbeit schließt dies jedoch nicht aus (Vgl. BVerfG, Beschluss v. 23.11.1988, Leitsatz 4; BVerwGE 87, 237, 238)

Somit kann die (Nah-)Wärmeversorgung zur kommunalen Daseinsvorsorge zugeordnet werden und fällt mithin in den Aufgabenbereich einer Gemeinde.

5.3 Umweltstaatsprinzip

Auch wenn bereits festgestellt wurde, dass die Nahwärmeversorgung eine Aufgabe der Gemeinde und Teil der Daseinsvorsorge ist, fragt sich, ob Kommunen hierbei auch den Klima- und Ressourcenschutz nach Artikel 20a Grundgesetz zu beachten haben, der das Staatsziel Umweltschutz beinhaltet:

„Der Staat schützt auch in Verantwortung für die künftigen Generationen die natürlichen Lebensgrundlagen und die Tiere im Rahmen der verfassungsmäßigen Ordnung durch die Gesetzgebung und nach Maßgabe von Gesetz und Recht durch die vollziehende Gewalt und die Rechtsprechung.“

Dieses Staatsziel bzw. Umweltstaatsprinzip tritt neben die wenigen anderen im GG ausdrücklich geregelten Staatsziele, wie etwa das Sozialstaatsprinzip. Sie sind eine Richtlinie oder Direktive für das staatliche Handeln.¹⁸⁵

Der Artikel betrifft zunächst den Auftrag des Schutzes natürlicher Lebensgrundlagen. Mit "natürlichen Lebensgrundlagen" ist die gesamte natürliche Umwelt des Menschen gemeint. Gemeint sind damit Luft, Wasser und Boden, auch außerhalb der BRD.¹⁸⁶ Insofern ist hiervon auch der globale Klima- und Ressourcenschutz erfasst.¹⁸⁷ Die Verpflichtung zum Schutz umfasst den Schutz der Umwelt in der Gegenwart, aber durch die „Verantwortung für die künftigen Generationen" ebenso in der Zukunft.¹⁸⁸ Art. 20a zielt also nicht nur auf die Abwehr konkreter Gefahren sondern auch

¹⁸⁵ Schmidt-Bleibtreu/Hofmann/Henneke, GG, Art. 20a Rn. 5

¹⁸⁶ Murswiek in: Sachs, Grundgesetz, §20a, Rn. 29 und 31a, in: Waller, "Neue Energie" für die kommunale Selbstverwaltung, S. 130

¹⁸⁷ Waller, "Neue Energie" für die kommunale Selbstverwaltung, S. 130

¹⁸⁸ Vgl. Jarass/Pieroth, GG, Art. 20a Rn. 5f.

auf die Vorsorge.¹⁸⁹ Es gilt daher das ökologische Nachhaltigkeitsprinzip, das in Art. 11 AEUV ebenfalls verankert ist und eine Inanspruchnahme natürlicher Ressourcen nur in dem Maße erlaubt, wie ihre Nutzbarkeit auch durch künftige Generationen gewährleistet ist.¹⁹⁰ Es dürfen daher erneuerbare Naturgüter nur in dem Maße verbraucht werden, wie sie sich wieder bilden, nicht erneuerbare Naturgüter¹⁹¹ nur genutzt werden, wie ihre Funktionen durch andere Materialien ersetzt werden können.¹⁹² Dies bedeutet, dass fossile Ressourcen durch EE unter Beachtung der Nachhaltigkeit ersetzt werden sollen. Ferner enthält Artikel 20a GG ein Verbot der Verschlechterung der Gesamtsituation der Umwelt, welches ebenso den Schutz des Klimas als auch den Schutz der Ressourcen beinhaltet.¹⁹³

Verpflichtete zum Schutz sind der Gesetzgeber, die vollziehende Gewalt und die Rechtsprechung.¹⁹⁴ Somit sind Bund, Länder und Kommunen (als Teil der vollziehenden Gewalt) an Art. 20a gebunden. Aufgrund der Stellung des Umweltschutzes als Staatsziel sei dieser als unmittelbar geltende, alle Staatsgewalt bindende Aufgabe anzusehen.¹⁹⁵ Mithin fordere er auch eine Verantwortung der kommunalen Ebene – als Teil der Staatsgewalt – ein, zum Klima- und Ressourcenschutz beizutragen.¹⁹⁶

Art. 20a GG sagt zwar nichts darüber aus, wie und in welchem Umfang eine Gemeinde dem Schutz des Klimas und der Ressourcen nachkommen soll, dennoch kann er letztendlich aus der Verfassung heraus als kommunale Aufgabe angesehen werden. Dafür spricht auch, dass der globale Klima- und Ressourcenschutz inzwischen als „örtliche Angelegenheit“ im Sinne des Art. 28 Abs. 2 GG anerkannt ist obwohl ein Beitrag der Gemeinde dazu keine unmittelbaren Auswirkungen auf ihr Gebiet und Einwohner und somit eigentlich keinen Bezug dazu hat, aber dennoch

¹⁸⁹ Vgl. Jarass/Pieroth, GG, Art. 20a Rn. 8

¹⁹⁰ Jarass/Pieroth, GG, Art. 20a Rn. 10

¹⁹¹ Bspw. fossile Ressourcen wie Öl, Kohle, Erdgas

¹⁹² Jarass/Pieroth, GG, Art. 20a Rn. 10

¹⁹³ Vgl. Jarass/Pieroth, GG, Art. 20a Rn. 11

¹⁹⁴ Jarass/Pieroth, GG, Art. 20a Rn. 2a

¹⁹⁵ Waller, "Neue Energie" für die kommunale Selbstverwaltung, S. 131

¹⁹⁶ Murswiek in: Sachs, Grundgesetz, § 20a, Rn. 57, in: Waller, "Neue Energie" für die kommunale Selbstverwaltung, S. 131

eine, wenn auch noch so verschwindend geringe globale Auswirkung entfaltet, wovon dann wieder die Gemeindeeinschwohner profitieren.¹⁹⁷ Klarzustellen ist jedoch, dass sich für Gemeinden keine Kompetenzen bzw. keine Ermächtigung unmittelbar aus Art. 20a GG ergibt. Aus ihm geht eindeutig hervor, dass Gemeinden nach Maßgabe von Gesetz und Recht die Pflicht zum Umweltschutz haben. Er knüpft somit an bestehende Kompetenzen an, ist selbst jedoch keine Kompetenzgrundlage.¹⁹⁸ Dies bedeutet, dass der Bundes- oder Landesgesetzgeber durch Gesetz Kompetenzen bzw. Ermächtigungsgrundlagen schaffen kann.

Letztendlich bedeutet Art. 20a GG für die Gemeinden, dass sie in ihrem gesamten Handeln zum Klima- und Ressourcenschutz beitragen sollen. Ob die Kommune auch im Bereich der Nahwärmeversorgung dem Klima- und Ressourcenschutz nachkommen soll, lässt sich hiermit jedoch nicht exakt sagen. Hierzu könnte das EEWärmeG herangezogen werden.

Das EEWärmeG konkretisiert den Klima- und Ressourcenschutz des Art. 20a GG für den Bereich der Wärmeversorgung.¹⁹⁹ Zentraler Zweck des Gesetzes ist nach §1 Abs. 1 EEWärmeG der Schutz des Klimas durch die Reduzierung des CO²-Ausstoßes im Wärmesektor.²⁰⁰ Erreicht werden soll dies durch die Schonung endlicher, fossiler Ressourcen mittels Substitution dieser durch erneuerbare Energien.²⁰¹ Dadurch werden ferner "Nebenzwecke" wie die Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten sowie die Förderung der nachhaltigen Entwicklung der Wärmeversorgung in Deutschland verfolgt.²⁰² Die Verpflichteten zur Nutzung EE im Wärmebereich sind nach §3 Abs. 1 und 2 EEWärmeG (Privat-)Eigentümer von

¹⁹⁷ Vgl. Braun, ZUR 2009, 395 (396), BVerwGE 118, 33 (41), in: Waller, "Neue Energie" für die kommunale Selbstverwaltung, S. 132f.

¹⁹⁸ BVerwG, NVwZ 2006, 595 (597)

¹⁹⁹ Vgl. Müller/Oschmann/Wustlich, EEWärmeG, Rn. 110

²⁰⁰ Vgl. Müller/Oschmann/Wustlich, EEWärmeG, Rn. 113; Müller/Oschmann/Wustlich, EEWärmeG, Rn. 8

²⁰¹ Vgl. Müller/Oschmann/Wustlich, EEWärmeG, §1 Rn. 10

²⁰² Vgl. Müller/Oschmann/Wustlich, EEWärmeG, §1 Rn. 13; Müller/Oschmann/Wustlich, EEWärmeG, §1 Rn. 16

Gebäuden und die öffentliche Hand, zu der Gemeinden als Körperschaften des öffentlichen Rechts gehören.²⁰³

Somit haben auch Gemeinden bei Tätigwerden im Bereich der Nahwärmeversorgung einen Beitrag zum globalen Klima- und Ressourcenschutz sowie zur Integration EE in den Wärmesektor zu leisten.

6. Planungsrechtliche Möglichkeiten

Um eine Nahwärmeversorgung überhaupt einrichten zu können bedarf es geeigneter Instrumente, mit denen die Gemeinde die Errichtung der Heizzentrale ermöglicht wird und sie anschließend den Anschluss an das Nahwärmenetz bewirken kann.

Zunächst wird untersucht, ob ein Anschluss- und Benutzungszwang an die Nahwärmeversorgung eine Möglichkeit darstellt. Anschließend wird nach Instrumenten in der kommunalen Bauleitplanung gesucht, speziell auf die Ausgestaltungsmöglichkeiten im Bereich des Flächennutzungsplans und Bebauungsplans. Als letztes wird der städtebauliche Vertrag als mögliches Instrument überprüft.

6.1 Der Anschluss- und Benutzungszwang

Gemeinden können einen Anschluss- und Benutzungszwang (ABZ) bei öffentlichem Bedürfnis für die Grundstücke ihres Gebiets bzw. einen Teil davon den Anschluss- an eine örtliche Einrichtung und die Benutzung dieser vorschreiben. Obwohl es ein Planungsinstrument ist, enthält es Überschneidungen zum Ordnungsrecht, da durch den "Zwang" in Grundrechte der Grundstückseigentümer bzw. Einwohner eingegriffen, speziell in die Eigentumsrechte des Art. 14 Abs. 1 GG und die freie Entfaltung der Persönlichkeit in Art. 2 Abs. 1 GG. Dies kann jedoch nur „durch die Gesetze“ erfolgen. Demnach ist eine den Erfordernissen genügende Ermächti-

²⁰³ Vgl. BerlKommEnR/Holtmeier/Rasbach, EEWärmeG, §2 Rn. 30,31,35

gung notwendig (§20 Abs. 3 GG).²⁰⁴ §11 Abs. 1 Satz 1 GemOBW könnte die geeignete Grundlage sein. Sie gibt den Gemeinden das Recht, bei der Nah- und Fernwärmeversorgung den Anschluss und die Benutzung dieser vorzuschreiben. Dies geschieht durch den Erlass einer Satzung. Der Anschlusszwang ist die Verpflichtung, alle Vorkehrungen zu dulden, die die Benutzung der Nahwärme ermöglichen,²⁰⁵ also die Verlegung des Leitungsrohrs auf dem Grundstück und die Montage der Übergabestation im Gebäude. Der Benutzungszwang ist die Verpflichtung, die Nahwärme tatsächlich und ausschließlich zu benutzen und die Nutzung anderer vorhandener (z.B. privater) Einrichtungen zu unterlassen.²⁰⁶ Dies bedeutet hinsichtlich der Wärmeversorgung, dass eigene Heizanlagen oder Öfen nicht verwendet werden dürfen. Die Begründung eines ABZ ist jedoch an gewisse Voraussetzungen geknüpft, die es zu erfüllen gilt.

Zunächst muss es sich um eine öffentliche Einrichtung handeln.²⁰⁷ Die Nahwärmeversorgung zählt zu den öffentlichen Einrichtungen, sie ist explizit in §11 Abs. 1 GemO erwähnt. Das bedeutet aber nicht, dass die Einrichtung von der Gemeinde selbst und in den Rechtsformen des öffentlichen Rechts betrieben werden muss, das Benutzungsverhältnis kann auch privatrechtlich ausgestaltet sein.²⁰⁸ Die Gemeinde kann den Betrieb der Einrichtung auch einer juristischen Person des Privatrechts übertragen, muss sich allerdings einen ausreichenden Einfluss auf die Betriebsführung, also auf die Ausgestaltung der Wärmeversorgung, vorbehalten.²⁰⁹ Dieser Einfluss kann etwa durch Beteiligungs-, Abstimmungs-, Mitsprache- und Vetorechte gesichert werden.²¹⁰ Des Weiteren muss ein "öffentliches Bedürfnis" bestehen. Dies liegt nur vor, wenn durch den ABZ das Gemeinwohl der Einwohner gefördert wird.²¹¹ Ausschließlich fiskali-

²⁰⁴ Aker/Hafner/Notheis, GemO, §11, Rn. 26ff.

²⁰⁵ Vgl. BayVGH, BayVBl. 1961, 220

²⁰⁶ Vgl. BayVGH, BayVBl. 1967, 137

²⁰⁷ Henneke/Ritgen, Kommunales Energierecht, S. 104

²⁰⁸ BVerwG, NVwZ 2005 S. 1073)

²⁰⁹ OVG Magdeburg, NVwZ-RR 2008, S. 811

²¹⁰ Vgl. BVerwG (6.4.2005), 8 CN 1.04; BVerwG, (6.4.2005), 8 CN 1.03

²¹¹ Aker/Hafner/Notheis, GemO, §11, Rn. 16

sche oder wirtschaftliche Gründe reichen hier jedoch nicht aus.²¹² Zur Begründung des öffentlichen Bedürfnisses ist es jedoch zulässig, dass neben der Förderung der Volksgesundheit auch in die Erwägung einbezogen wird, dass die Einrichtung möglichst rentabel und unter möglichst geringer Kostenbelastung für die Gemeindeeinwohner betrieben werden kann.²¹³ Im Bereich der Nahwärmeversorgung ist ein Beitrag zum Gemeinwohl nur gegeben, wenn durch Verbesserungen bei der Luftreinhaltung ein Beitrag zur Gesundheitsvorsorge geleistet oder einer Gesundheitsgefährdung der Gemeindeeinwohner vorgebeugt wird.²¹⁴ Besonders umstritten war hier jedoch, ob Belange des Umwelt- und Klimaschutzes dafür ausreichen, müssen die von der Kommune angegebenen Gründe des Gemeinwohls doch nach Art. 28 Abs. 2 GG und Art. 71 Abs. 1 LV einen Bezug zur örtlichen Gemeinschaft aufweisen.²¹⁵ Dies wäre zu bejahen, wenn die Reduzierung der Umweltbelastung – hier die Verringerung des CO₂- und Schadstoffausstoßes – geeignet ist, die örtliche Umweltsituation zu verbessern (z.B. bei Tal-Lage einer Kommune).²¹⁶ Es reiche demnach nicht aus, dass mit dem Anschluss an ein Nahwärmenetz das Ziel des globalen Umwelt- und Klimaschutzes verfolgt wird, daran hätte auch Artikel 20a GG²¹⁷ nichts geändert.²¹⁸ Die Verfolgung übergreifender Klimaschutzziele ohne spezifischen Bezug zur kommunalen Ebene sei Sache des Bundes- und Landesgesetzgebers.²¹⁹ Der globale Umwelt- und Klimaschutz ist in der Wärmeversorgung somit zwar zu berücksichtigen, reicht für eine Rechtfertigung des ABZ jedoch nicht aus, da der Bezug zum Gemeinwohl der Gemeindeeinwohner fehlt.

Als Reaktion auf die rigorose Rechtsprechung haben einige Landesgesetzgeber den Kreis der Rechtfertigungsgründe eines ABZ für eine Nah-

²¹² VGH Ba.-Wü., ESVGH 11, S. 122;

²¹³ VGH Ba.-Wü., ESVGH 30, S. 40;

²¹⁴ VGH Ba.-Wü., VBIBW 1982, 54; VBIBW 2004, 337

²¹⁵ Henneke/Ritgen, Kommunales Energierecht, S. 105

²¹⁶ VGH Ba.-Wü., VBIBW 2004, 337; OVG Weimar, Urteil vom 24.9.07, BeckRS 34433, S.9

²¹⁷ Siehe Kapitel 4.3

²¹⁸ BVerwG, NVwZ 2006, S. 595; OVG Magdeburg, NVwZ-RR 2008, S. 811

²¹⁹ Landtagsdrucksache, 13/4385, S. 17

oder Fernwärmeversorgung in ihren Gemeindeordnungen erweitert und auf den „Schutz der natürlichen Grundlagen des Lebens einschließlich des Klima- und Ressourcenschutzes“ ausgedehnt.²²⁰ Das gilt auch für die GemOBW. Daraufhin hat das BVerwG entschieden, dass Landesrecht, das der Gemeinde gestattet einen ABZ aus Gründen des Klimaschutzes rechtfertigt, im Einklang mit Art. 28 Abs. 2 und Art. 20a GG steht; dem Landesgesetzgeber stehe es frei, die Kommunen mit Angelegenheiten zu betrauen, die über die verfassungsrechtliche Kompetenzen aus Art. 28 Abs. 2 GG hinausgehen.²²¹ Somit kann der ABZ für Anlagen der Nahwärmeversorgung auch mit dem globalen Klima- und Ressourcenschutz begründet werden. Zu beachten ist jedoch, dass in der Satzung Ausnahmen bzw. Befreiungen vom ABZ gemäß §11 Abs. 2 S.1 GemOBW festgelegt werden. Beispielsweise für Grundstücks- und Gebäudeeigentümer, die nachweisen können, dass sie zur Wärmeversorgung ihres Gebäudes CO²-emissionsfreie EE einsetzen, welche ebenso wie die Nahwärmeversorgung zur Minderung des CO²-Ausstoßes beiträgt, also demselben Zweck dienen.²²²

Beachtung zu schenken ist schließlich noch dem §16 EEWärmeG. In bestimmten Bundesländern haben Gemeinden noch keine landesrechtliche Ermächtigung aus Gründen des globalen Klima- und Ressourcenschutzes einen ABZ vorzuschreiben. Durch die Regelung des Bundesgesetzgebers können nun bundesweit alle Kommunen den Satzungserlass des ABZ damit rechtfertigen. Insbesondere fordert der Bundesgesetzgeber nicht, dass sich die von den Gemeinden getroffenen Maßnahmen notwendigerweise auf ihrem Gebiet auswirken.²²³ §16 EEWärmeG beseitigt somit endgültig die bereits erläuterte Rechtsunsicherheit. Anzumerken ist, dass dieser Paragraph keine eigene, bundesrechtliche Ermächtigungsgrundlage für Gemeinden zur Anordnung eines ABZ schafft, es wird

²²⁰ Henneke/Ritgen, Kommunales Energierecht, S. 105

²²¹ BVerwG, (25.1.2006), AZ: 8 C 13.05, ZUR 2006, S. 364

²²² OVG Thüringen (24.09.2007), AZ: 4 N 70/03, juris.org

²²³ BR-Drs. 9/08, S. 66; BT-Drs. 16/8149, S. 29

lediglich an die bestehenden landesrechtlichen Ermächtigungen angeknüpft.²²⁴

Zuletzt ist nun zu klären, ob sich der ABZ an ein Nahwärmenetz aus §11 Abs. 1 GemOBW und §16 EEWärmeG auch auf den Gebäudebestand in einer Gemeinde ausweiten lässt oder ob dieser lediglich in Neubaugebieten möglich ist. Der Wortlaut in beiden Vorschriften enthält zumindest keine derartige Beschränkung. Hier ist zunächst auf § 3 Abs. 1 EEWärmeG hinzuweisen, dessen Pflicht zur Nutzung EE nur für Neubaugebiete gilt.²²⁵ Diese Einschränkung lässt sich jedoch nicht auf den ABZ des §16 übertragen, da sich §3 und §16 nicht im selben Teil des Gesetzes befinden. Es hätte somit eines Hinweises bedurft, wenn die Beschränkung auf Neubaugebiete auch für §16 hätte gelten sollen.²²⁶ Die Begrenzung des Anwendungsbereichs von § 3 Abs. 1 EEWärmeG erklärt sich damit, dass die Pflicht zur anteiligen Nutzung von EE nur bei Neubauten verhältnismäßig ist.²²⁷ Dies ist ebenso beim ABZ in §11 Abs. 1 GemOBW zu beachten, wie auch beim übrigen Satzungsermessen der Gemeinden. Wird dies beachtet, ermöglicht §16 EEWärmeG in Verbindung mit §11 Abs. 1 GemOBW einen ABZ für Altbauggebiete.²²⁸ Dies zu erreichen dürfte jedoch zu verneinen sein.²²⁹ Eine bspw. vorzeitige Außerbetriebnahme einer (relativ) neuen Heizungsanlage würde für den Eigentümer eine besondere Härte darstellen.

Ein ABZ ist mithin auf Neubaugebiete beschränkt.

²²⁴ BerlKommEnR/Holtmaier/Rasbach, EEWärmeG §16 Rn. 2

²²⁵ Ennuschat/Violino, §16 EEWärmeG, S. 95

²²⁶ Ennuschat/Violino, §16 EEWärmeG, S. 95

²²⁷ Vgl. Kahl/Schmidtchen, Nah- und Fernwärme als Instrumente des Klimaschutzes, S. 39; Ennuschat/Violino, §16 EEWärmeG, S. 95

²²⁸ Vgl. Kahl/Schmidtchen, Nah- und Fernwärme als Instrumente des Klimaschutzes, S.

40

²²⁹ Ennuschat/Violino, §16 EEWärmeG, S. 95

6.2 Bauleitplanung

Die Bauleitplanung nach §1 BauGB ist das Kernelement der kommunalen Planungshoheit.²³⁰ Gemeinden wird das Recht eingeräumt über die bauliche und sonstige Nutzung der Grundstücke auf ihrem Gebiet zu entscheiden und haben somit wesentliche eigene Entscheidungs- und Gestaltungsspielräume.²³¹

Es gilt zunächst zwischen zwei Arten bzw. Stufen der Bauleitplanung zu unterscheiden. Die erste Stufe ist der Flächennutzungsplan (FNP) als vorbereitender Bauleitplan, die zweite Stufe der Bebauungsplan (BBP) als verbindlicher Bauleitplan (§1 Abs. 2 BauGB).

6.2.1 Flächennutzungsplan

Der FNP ist ein vorbereitender Bauleitplan. Nach §5 Abs. 1 Satz 1 BauGB ist in ihm für das gesamte Gemeindegebiet die sich aus der beabsichtigten städtebaulichen Entwicklung ergebende Art der Bodennutzung nach den voraussehbaren Bedürfnissen der Gemeinde in den Grundzügen darzustellen. FNP haben einen Planungshorizont von etwa 10-15 Jahren.²³² Innerhalb des 2-stufigen Systems der Bauleitplanung bildet der FNP die erste Stufe der vorbereitenden Bauleitplanung, auf welcher der BBP als verbindlicher Bauleitplan aufbaut.²³³ Grundsätzlich entfaltet der FNP keine (Rechts-)Verbindlichkeit, ist also keine Rechtsnorm. Somit hat er keine Außenwirkung.²³⁴ Dieser Unterschied zeigt sich darin, dass der FNP keine „Festsetzungen“ enthält, sondern lediglich „Darstellungen“.²³⁵ Rechtliche Wirkung entfaltet der FNP daher nur für die Gemeinde selbst.²³⁶ Im Rahmen des §35 Abs. 3 Satz 3 BauGB entfaltet er jedoch eine unmittelbare

²³⁰ Kahl/Schmidtchen, Kommunal Klimaschutz durch erneuerbare Energien, S. 108

²³¹ Vgl. Kahl/Schmidtchen, Kommunal Klimaschutz durch erneuerbare Energien, S. 108

²³² Vgl. Kahl/Schmidtchen, Kommunal Klimaschutz durch erneuerbare Energien, S. 111

²³³ Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §5 Rn. 2

²³⁴ BVerwG (20.07.1990), 4 N 3.88

²³⁵ Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §5 Rn. 2

²³⁶ Vgl. Kahl/Schmidtchen, Kommunal Klimaschutz durch erneuerbare Energien, S. 112

Außenrechtswirkung, wenn ein Bauvorhaben im Außenbereich den Darstellungen des FNP widerspricht.²³⁷

Dargestellt werden können nach §5 Abs. 2 Nr. 1 BauGB im FNP zunächst die für die Bebauung vorgesehen Flächen nach der allgemeinen Art ihrer baulichen Nutzung (Bauflächen²³⁸, §1 Abs. 1 BauNVO) und nach der besonderen Art der baulichen Nutzung (Baugebiete²³⁹, §1 Abs. 2 BauNVO). Hauptsächlich beschränken sich Gemeinden auf die Darstellung von Bauflächen, da eine weitere Konkretisierung der Flächen ohnehin durch den Bebauungsplan auf der zweiten Stufe erfolgt.²⁴⁰

Ferner kann im FNP die Ausstattung des Gemeindegebiets, u.a. mit Anlagen und Einrichtungen, dargestellt werden (§5 Abs. 2 Nr. 2 BauGB). Nach §5 Abs. 2 Nr. 2b BauGB können dies Anlagen sein, die dem Klimawandel entgegenwirken, insbesondere zur dezentralen Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Strom oder Wärme aus EE oder KWK dienen. Darunter fallen auch Anlagen zur Versorgung von Nahwärmenetzen, wie beispielsweise ein BMHW oder einer Biogasanlage mit BHKW.²⁴¹ Da Nahwärmenetze sowie die entsprechenden Anlagen flächenmäßig und für die längerfristige Entwicklung einer Gemeinde sowie für den globalen Klima- und Ressourcenschutz oder der Entwicklung von Klimaschutzkonzepten bedeutsam sind, ist eine Aufnahme der Energieerzeugungsanlage in den FNP nicht von Nachteil.²⁴² Eine Ausweisung ist jedoch nicht erforderlich, sie „können“ die Fläche für eine Energieerzeugungsanlage ausweisen, müssen es aber nicht (§5 Abs. 2 S.1 BauGB). Es ist lediglich eine konkretere Umsetzung bei der anschließenden Aufstellung des BBP möglich, zur Errichtung einer Energieerzeugungsanlage ist die Ausweisung im

²³⁷ Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §5 Rn. 3

²³⁸ Wohnbauflächen, gemischte Bauflächen, gewerbliche Bauflächen, Sonderbauflächen

²³⁹ Bspw. reine Wohngebiete oder Industriegebiete

²⁴⁰ Jäde/Dirnberger/Weiß, BauNVO, §1 Rn. 5

²⁴¹ Vgl. Kahl/Schmidtchen, Kommunaler Klimaschutz durch erneuerbare Energien, S. 112

²⁴² Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §5 Rn. 13; Kahl/Schmidtchen, Kommunaler Klimaschutz durch erneuerbare Energien, S. 112

FNP jedoch nicht zwingend eine Voraussetzung.²⁴³ Hier ist dem Bebauungsplan mehr Beachtung zu schenken.

Im Hinblick auf Biogasanlagen im Außenbereich kann dem FNP mehr Bedeutung zukommen, wenn dieser Flächen für o.g. Energieerzeugungsanlagen ausweist. Ob ein Vorhaben im Außenbereich privilegiert und zulässig ist richtet sich nämlich zunächst danach, ob öffentliche Belange entgegenstehen – worin auch der FNP eine besondere Rolle spielt – und gewisse Voraussetzungen erfüllt sind.

Nach §35 Abs. 1 Nr. 6 ist im Außenbereich Anlage zur energetischen Nutzung von Biomasse nur zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen, die ausreichende Erschließung gesichert ist und wenn es der energetischen Nutzung von Biomasse im Rahmen eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebs, Gartenbaubetriebs sowie Tierhaltungsbetrieb dient (§35 Abs. 1 Nr. 1, 2 und 4 BauGB). Zunächst muss es sich bei einer Biogasanlage um ein Vorhaben zur energetischen Nutzung von Biomasse handeln. Was unter dem Begriff der Biomasse zu verstehen ist, wurde in der vorliegenden Arbeit bereits erläutert.²⁴⁴ Unter der Nutzung von Biomasse versteht man in diesem Fall ausschließlich die Nutzung von Biogas.²⁴⁵ Die „energetische Nutzung“ kann hierbei sowohl im Rahmen der Wärmegewinnung als auch zur Erzeugung von Strom erfolgen.²⁴⁶ Da eine Biogasanlage all diese Anforderungen erfüllt, handelt es sich mithin um ein Vorhaben zur energetischen Nutzung von Biomasse. Ferner muss die Biogasanlage in einem räumlich funktionalem Zusammenhang stehen (§35 Abs. 1 Nr. 6a BauGB), also in der Nähe des Betriebs, da eine Zersplitterung im Außenbereich vermieden werden soll.²⁴⁷ Weitere Voraussetzung ist, dass die Biomasse zu einem überwiegenden

²⁴³ Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, § Rn. 13; Kahl/Schmidtchen, Kommunaler Klimaschutz durch erneuerbare Energien, S. 112

²⁴⁴ Siehe Kapitel 3.1

²⁴⁵ Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §35 Rn. 82

²⁴⁶ Schneider, Auswirkungen des Klimawandels auf das Bauplanungsrecht, S. 56

²⁴⁷ Schneider, Auswirkungen des Klimawandels auf das Bauplanungsrecht, S. 58f.

Teil (min. 50%)²⁴⁸ aus dem Betrieb stammen muss (§35 Abs. 1 Nr. 6b BauGB), der sie betreibt. Ebenso können jedoch auch nahegelegene Betriebe die Anlage mit Biomasse beliefern, da ein aufwändiger Ferntransport vermieden werden soll²⁴⁹. Ferner darf eine Anlage pro Hofstelle oder Betriebsstandort betrieben werden (§35 Abs. 1 Nr. 6c BauGB). Auch diese Regelung dient zum Schutz des Außenbereichs bei, da eine Bebauung möglichst vermieden werden soll.²⁵⁰ Des Weiteren ist die Kapazität und Wärmeleistung der Anlage beschränkt (§35 Abs. 1 Nr. 6d BauGB). Damit sollen Großanlagen im Außenbereich vermieden werden um dessen Charakter zu bewahren.²⁵¹ Zudem muss das Vorhaben der Versorgung eines öffentlichen Versorgungsnetzes dienen, was bedeutet, dass die entstehende Wärme in ein (Nah-)Wärmenetz eingespeist werden muss das der allgemeinen Versorgung dient.²⁵²

Sind all diese Voraussetzungen erfüllt, gilt es zuletzt noch zu prüfen ob öffentliche Belange dem Vorhaben einer Biogasanlage entgegenstehen (§35 Abs. 1 i.V.m. Abs. 3 BauGB). Eine Beeinträchtigung liegt dann insbesondere wenn das Vorhaben den Darstellungen des FNP widerspricht (§35 Abs. 3 Nr. 1 BauGB). Hat die Kommune Flächen für Energieerzeugungsanlagen dieser Art im Außenbereich vorgesehen, kann dies zu einer wesentlichen Erleichterung in der Zulässigkeitsprüfung führen und ermöglicht eine Standortbezogene Steuerung und Planung für die Zukunft.²⁵³

²⁴⁸ Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §35 Rn. 84

²⁴⁹ Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §35 Rn. 84

²⁵⁰ Schneider, Auswirkungen des Klimawandels auf das Bauplanungsrecht, S. 60

²⁵¹ Vgl. Schneider, Auswirkungen des Klimawandels auf das Bauplanungsrecht, S. 60

²⁵² Schneider, Auswirkungen des Klimawandels auf das Bauplanungsrecht, S. 58

²⁵³ Auf die weitere Prüfung anderer öffentlicher Belange wird verzichtet, dies würde an dieser Stelle zu weit führen

6.2.2 Bebauungsplan

Der Bebauungsplan als verbindlicher Bauleitplan enthält nach § 8 Abs. 1 BauGB rechtsverbindliche Festsetzungen für ein Teilgebiet der Gemeinde.²⁵⁴ Demnach sind sie wesentlich konkreter als Darstellungen im FNP und können dieselbe Wirkung entfalten wie gesetzliche Vorgaben, da der BBP den Normcharakter einer Satzung hat.²⁵⁵

Was Inhalt dieser Festsetzungen ist oder sein kann, regelt § 9 BauGB. Voraussetzung hierfür sind jedoch „städtebauliche Gründe“. Zur Bestimmung was städtebauliche Gründe sind, ist §1 Abs. 3 Satz 1 BauGB heranzuziehen, welcher den (städtebaulichen) Erforderlichkeitsgrundsatz enthält und die städtebaulichen Gründe quasi darstellt.²⁵⁶ Er legt fest ab wann Bauleitpläne aufzustellen sind und bis zu welchem Punkt diese gehen können.²⁵⁷ Die Erforderlichkeit hängt zunächst von der städtebaulichen Entwicklung und Ordnung ab.²⁵⁸ Erforderlich ist somit die Bauleitplanung wenn die ihr zugrunde liegende Konzeption der Gemeinde auf die städtebauliche Entwicklung und Ordnung zielt.²⁵⁹ Dies wäre beispielsweise der Fall bei einem Konzept, dass die Errichtung eines neuen Wohngebiets vorsieht.

Hierbei sind die unter §1 Abs. 5 und 6 BauGB genannten Belange zu berücksichtigen und als Grundsätze der Planung anzusehen.²⁶⁰ Darunter finden sich auch der Klimaschutz, die Vermeidung von Emissionen sowie die Nutzung von EE und die sparsame Nutzung von Energie (§1 Abs. 5 Satz 2 und Abs. 6 Nr. 7f BauGB). Dies bedeutet, dass eine Gemeinde auch in der Bauleitplanung den Klima- und Ressourcenschutz miteinbeziehen soll. Bestärkt wird dies durch §1a BauGB, der nochmals den Umweltschutz und explizit in Abs. 5 den Klimaschutz erwähnt und verlangt, dass diesem durch Maßnahmen in der Bauleitplanung Rechnung getragen

²⁵⁴ Vgl. Aker/Hafner/Notheis, GemO, §4, Rn. 2.1

²⁵⁵ Vgl. Aker/Hafner/Notheis, GemO, §4, Rn. 2.1

²⁵⁶ Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §1 Rn. 15

²⁵⁷ Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §1 Rn. 15ff.

²⁵⁸ Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §1 Rn. 15

²⁵⁹ Krautzberger/Söfker, BauGB, Leitfaden mit Synopse, S.220

²⁶⁰ Krautzberger/Söfker, BauGB, Leitfaden mit Synopse, S.225

wird, um dem weltweiten Klimawandel entgegenzuwirken.²⁶¹ Der globale Klimaschutz stellt demnach ein Ziel und einen Grundsatz der Bauleitplanung dar.²⁶² Hier könnte eine "Klimaschutzkonzept" für das Baugebiet eine Möglichkeit sein, in dem neben anderen Maßnahmen eine emissionsarme Wärmeversorgung angedacht ist,²⁶³ denn gerade bei der Errichtung von neuen Baugebieten und Wohngebäuden entstehen zusätzliche CO²-Emissionen. Damit wäre(n) die städtebauliche Erforderlichkeit geschaffen sowie klima- und ressourcenschützende Festsetzungen nach §9 BauGB ermöglicht.

Im Plankonzept des BBP könnte vorgesehen werden, dass Luftschadstoffemissionen reduziert werden, indem im Baugebiet ein Nahwärmenetz auf der Basis von EE eingerichtet wird und somit auf Einzelfeuerungsanlagen in den Gebäuden verzichtet werden kann. Damit würde auch dem Klimaschutz Rechnung getragen werden. Somit könnte eine Festsetzung zum Wohl des Klimaschutzes im Bebauungsplan erfolgen.²⁶⁴ Zu prüfen gilt es nun ob es aus Klimaschutzgründen nach §9 BauGB Festsetzungsmöglichkeiten zur Errichtung von Energieerzeugungsanlagen für ein Nahwärmenetz gibt.

Nach §9 Abs. 1 Nr. 12 BauGB können Flächen für Anlagen und Einrichtungen zur dezentralen und zentralen Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus EE oder KWK festgesetzt werden. Hierunter fallen auch die in der vorliegenden Arbeit beschriebenen Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung oder KWK-Anlagen. Diese Festsetzungsmöglichkeit korrespondiert mit der Möglichkeit der Darstellung im FNP.²⁶⁵ Die Anlagenart ist jedoch im BBP hinreichend zu konkretisieren, was der Zweck dieser ist,²⁶⁶ in diesem Fall also die Produk-

²⁶¹ Dönig-Poppensieker/Krautzberger, Aktuelle Fragen des Bau- und Planungsrechts, S.

16

²⁶² Schneider, Auswirkungen des Klimawandels auf das Bauplanungsrecht, S. 78

²⁶³ Dönig-Poppensieker/Krautzberger, Aktuelle Fragen des Bau- und Planungsrechts, S. 17f.

²⁶⁴ Schneider, Auswirkungen des Klimawandels auf das Bauplanungsrecht, S. 77f.

²⁶⁵ Siehe Kapitel 6.2.1

²⁶⁶ Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §9 Rn. 44

tion von Wärme und Versorgung der Anschlussnehmer. Die Wohnhäuser bzw. Eigentümer können dann anschließend zum Anschluss und Nutzung der Anlage durch eine Anschluss- und Benutzungssatzung verpflichtet werden, um eine ausreichende Auslastung der Anlage zu gewährleisten.²⁶⁷ Anzumerken ist, dass nach §9 Abs. 6 BauGB gemeindliche Regelungen zum ABZ nachrichtlich in den BBP übernommen werden sollen, soweit sie zu seinem Verständnis oder für die städtebauliche Beurteilung von Baugesuchen notwendig oder zweckmäßig ist. Die Regelung soll sicherstellen, dass der BBP ein möglichst umfassendes Bild der baulichen und sonstigen Nutzbarkeit der Grundstücke in seinem Geltungsbereich vermittelt,²⁶⁸ was zur besseren Bürger- und Beteiligteninformation und Akzeptanz führt.²⁶⁹ Hinsichtlich eines ABZ könnte die Integrierung in den BBP angebracht sein, wird doch in Grundrechte der Grundstückseigentümer eingegriffen.²⁷⁰

6.2.3 Städtebaulicher Vertrag

Neben dem Erlass einer ABZ-Satzung gibt es noch den städtebaulichen Vertrag (SBV) nach §11 BauGB, der für Kommunen eine weitere Möglichkeit darstellt den Anschluss an die Nahwärmeversorgung zu bewirken.

Die Gemeinde handelt üblicherweise gegenüber dem Einwohner nicht dadurch, dass sie Verträge mit ihm abschließt. Das Verhältnis ist vom klassischen Verständnis her ein Über-/Unterordnungsverhältnis.²⁷¹ Die herkömmliche und übliche Handlungsform ist der Verwaltungsakt oder die Satzung. Die Kommune ordnet an, regelt, verfügt.²⁷² Im Laufe der Zeit hat sich jedoch das Bedürfnis nach einvernehmlichen Regelungen ergeben. Liegen zwei übereinstimmende Willenserklärungen vor, bedarf es keiner hoheitlichen Anordnung, ein Vertragsschluss wäre hier angebrachter.²⁷³

²⁶⁷ Siehe Kapitel 6.1

²⁶⁸ Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §9 Rn. 106

²⁶⁹ BT-Drs. 17/6076, S. 9

²⁷⁰ Siehe Kapitel 6.1

²⁷¹ Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §11 Rn. 1

²⁷² Vgl. Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §11 Rn. 1; Birk, Städtebauliche Verträge, S. 27

²⁷³ Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §11 Rn. 2

Bevor vertiefend in den Bereich des SBV eingegangen wird, gilt es zunächst zu klären ob dieser dem öffentlichen Recht oder dem Privatrecht zuzuordnen ist. Städtebauliche Verträge dienen hauptsächlich der Durchführung und Vorbereitung städtebaulicher Maßnahmen, wie der Bauleitplanung. Da hier öffentlich-rechtliche Vorschriften zur Anwendung kommen, liegt es nahe, den SBV, der der Umsetzung dieser Maßnahmen dient, dem öffentlichen Recht zuzuordnen.²⁷⁴ Geeigneter erscheint es jedoch, für die Abgrenzung auf den Gegenstand und Zweck des Vertrags abzielen.²⁷⁵ Bezieht sich demnach der Vertragsgegenstand auf einen öffentlich-rechtlichen Sachverhalt, liegt kein privatrechtlicher sondern ein öffentlich-rechtlicher Vertrag vor. Dies bedeutet jedoch nicht, dass §11 BauGB zivilvertragliche Regelungen ausschließt, sie können nach §62 LVwVfG ergänzend herangezogen werden sofern das BauGB keine speziellen Regelungen enthält.²⁷⁶

Auch SBV unterliegen bestimmten Grundregeln. Demnach hat die Gemeinde den Grundsatz der Gesetzmäßigkeit²⁷⁷ nach Art. 20 Abs. 3 GG zu beachten und ist ebenso nach Art. 1 Abs. 3 GG an die Grundrechte gebunden.²⁷⁸ Neben diesen Grundregeln unterliegen SBV – aufgrund der öffentlich-rechtlichen Rechtsform – noch weiteren. Demnach müssen die vereinbarten Leistungen „angemessen“ sein (§11 Abs. 2 Satz 1 BauGB) und das Kopplungsverbot ist zu beachten (§11 Abs. 2 Satz 2 BauGB). Des Weiteren bedürfen SBV nach §57 LVwVfG i.V.m. §11 Abs. 3 BauGB der Schriftform.

Das Kopplungsverbot bedeutet, dass ein SBV nichtig ist, wenn die Leistung des Vertragspartners von einer Gegenleistung abhängig gemacht wird, auf die er auch ohne vertragliche Vereinbarung einen Anspruch gehabt hätte.²⁷⁹ Da jedoch ohnehin nach §1 Abs. 3 Satz 2 BauGB kein

²⁷⁴ Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §11 Rn. 6

²⁷⁵ BGHZ (10.04.1986), 97, S. 312ff.

²⁷⁶ Birk, Städtebauliche Verträge, S. 30

²⁷⁷ Kein Handeln gegen ein Gesetz bzw. ohne ein Gesetz

²⁷⁸ Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §11 Rn. 81

²⁷⁹ Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §11 Rn. 89

Anspruch auf Aufstellung eines Bebauungsplans besteht, ist dies hier nicht von Belang.

Die Angemessenheit bindet die Gemeinde einerseits an eigenes rechtmäßiges Verhalten und verlangt andererseits die Berücksichtigung der Leistungsfähigkeit des Vertragspartners.²⁸⁰ Demnach darf die Gegenleistung des Vertragspartners nicht außer Verhältnis zu dem Wert der von der Gemeinde zu erbringenden Leistung stehen.²⁸¹ Leistung und Gegenleistung müssen demnach in einem vertretbaren Maß ausgeglichen sein. Verpflichtet die Gemeinde also den Vertragspartner zum Anschluss an das Nahwärmenetz, mit der Folge dass dieser auf dem Grundstück die Möglichkeit hat ein Gebäude zu errichten, also sein Planungsrecht erhält, kann durchaus Angemessenheit vorliegen. Die Verpflichtung und der sich daraus ergebende Nutzen stehen nicht außer Verhältnis.

Städtebauliche Verträge werden häufig im Zusammenhang mit der Bauleitplanung der Gemeinde geschlossen. Dies liegt daran, dass sie in aller Regel die Verwirklichung planerischer Vorstellungen der Gemeinde zum Ziel haben. Eine Möglichkeit ein Nahwärmenetz in einem geplanten Baugebiet mit Hilfe des SBV zu verwirklichen, bietet §11 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 BauGB. Dieser hat als Vertragsgegenstand die Möglichkeit aufgeführt, entsprechend den mit den städtebaulichen Planungen und Maßnahmen verfolgten Zielen und Zwecken – in diesem Fall der Klimaschutz und Einsatz EE nach §1 Abs. 5 Satz 2, Abs. 6 Nr. 7f BauGB – Vereinbarungen über die Nutzung von Anlagen und Einrichtungen zur dezentralen und zentralen Erzeugung, und Verteilung von Wärme zu schließen. Hierzu zählen auch Anlagen und Einrichtungen der Nahwärmeversorgung.²⁸²

Kritisch hinsichtlich des Abschlusses eines SBV ist hierbei jedoch, dass gemäß §1 Abs. 3 Satz 2 BGB eine Aufstellung eines Bebauungsplans durch Vertrag nicht begründet werden kann und kein Anspruch besteht.²⁸³

²⁸⁰ Birk, Städtebauliche Verträge, S. 387

²⁸¹ Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §11 Rn. 86

²⁸² Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §11 Rn. 79

²⁸³ Vgl. Birk, Städtebauliche Verträge, S. 41; Jäde/Dirnberger/Weiß, BauGB, §11 Rn. 63f.

Dieses Verbot bewirkt, dass die Primärleistung der Gemeinde „Aufstellung des Bebauungsplans“ nicht vereinbart werden kann²⁸⁴ und somit die Nichtigkeit des SBV im Sinne eines gegenseitigen Vertrags (§320ff. BGB) zur Folge hätte (§59 Abs. 1 LVwVfG i.V.m. §134 BGB.)²⁸⁵

Eine Möglichkeit zur Umgehung dieses Problems bietet die Ausgestaltung des SBV im Sinne eines bedingten Vertrags nach §158 BGB. Hier wird die Erbringung der einen Leistung – Aufstellung des BBP – zur Bedingung im Sinne des §158 BGB für die Verpflichtung zur Erbringung der Leistung – Anschluss an die Nahwärmeversorgung – des gemeindlichen Vertragspartners gemacht.²⁸⁶ Somit kommt der SBV nur zustande, wenn auch der BBP zustande kommt. Ein Anspruch auf Aufstellung des BBP entwickelt sich für den gemeindlichen Vertragspartner daraus nicht,²⁸⁷ die Gemeinde kann aber dadurch den Anschluss an die geplante Nahwärmeversorgung im Gebiet eines (verbindlichen) BBP vertraglich bewirken.

Der städtebauliche Vertrag hat somit die gleiche Wirkung wie ein Anschluss- und Benutzungszwang. Er kann jedoch als ein milderes Mittel angesehen werden als der Anschluss- und Benutzungszwang, da sich der gemeindliche Vertragspartner durch die vertragliche Einigung auf Augenhöhe mit der Gemeinde befindet und nicht in einem Über-/Unterordnungsverhältnis.

²⁸⁴ Birk, Städtebauliche Verträge, S. 41

²⁸⁵ Birk, Städtebauliche Verträge, S. 41f.

²⁸⁶ BGH (11.11.1981) IV a ZR 182/80, NJW 82, 436; OLG München (11.11.1982) 24 U 114/82, NJW 1983, 759

²⁸⁷ Birk, Städtebauliche Verträge, S. 51

7. Fazit

Nahwärmenetze bieten die notwendige Infrastruktur, um das Potenzial erneuerbarer Energien auszuschöpfen und sie stärker in die Wärmeversorgung zu integrieren. Dies ist möglich durch die großen Heizzentralen in denen effiziente und klimaschonende, sowie kostengünstige Umwandlungstechniken zur Wärmeherzeugung genutzt werden, da die entsprechenden Technologien aus Kostengründen erst bei höherem Wärmebedarf und einer Vielzahl an Abnehmern realisierbar sind. Während das Potenzial der Biomasse bis zum Ende des kommenden Jahrzehnts weitestgehend ausgeschöpft sein wird, kommt insbesondere der Tiefengeothermie und Solarthermie in den nächsten Jahren eine wichtige Rolle im Bereich der Nahwärmeversorgung zu und wird zu einem zunehmenden Ausbau beitragen, da sie große Wohngebiete oder gar Stadtteile versorgen können.

Hinsichtlich des Klimaschutzes wird die Nahwärmeversorgung einen bedeutenden Anteil bei der Reduzierung der CO₂-Emissionen Deutschlands beitragen. Durch sie kann auf eine große Zahl von fossil befeuerten Einzel- oder Zentralheizungsanlagen verzichtet werden. Global betrachtet ist der Beitrag zum Klimaschutz hingegen nur sehr gering, aber immerhin ein Schritt in die richtige Richtung. Es bleibt zu hoffen, dass andere Länder ebenso die Zeichen der Zeit erkannt haben und ein Umdenken im Bereich der Energieversorgung stattfindet, um den globalen Klimawandel einzudämmen.

Ebenso sind Nahwärmenetze im Hinblick auf die nachhaltige Wärmeversorgung sehr von Bedeutung. Sie fördern erheblich die Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen in dem EE vor Ort nutzen und verringern somit die Importabhängigkeit Deutschlands im Wärmesektor.

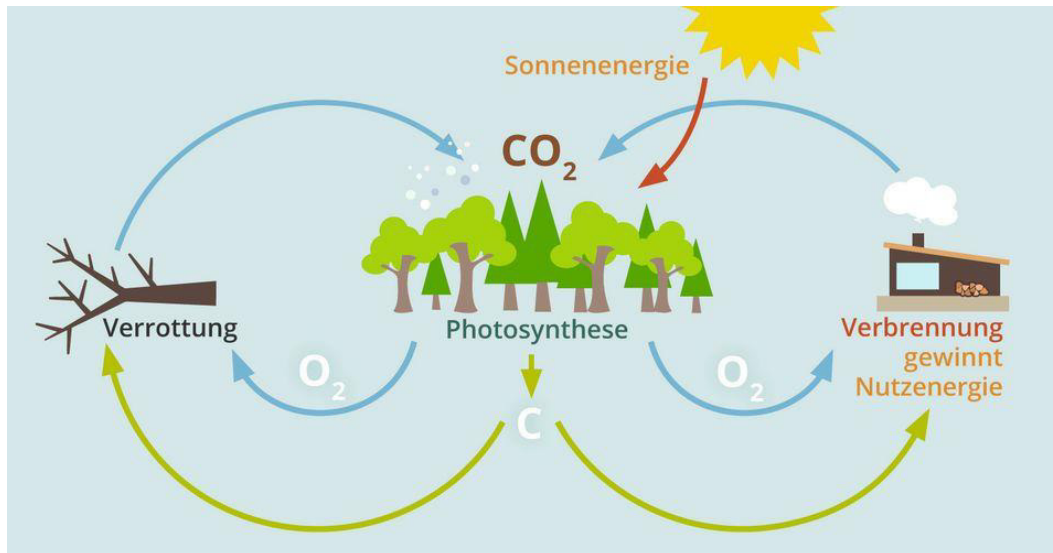
Gemeinden spielen bei diesem Wandel im Wärmesektor eine wichtige Rolle, denn wie sich herausgestellt hat haben sie einige planungsrechtliche Instrumente zur Verfügung, um ihrer Aufgabe im Bereich der Wärme-

versorgung im Sinne der Daseinsvorsorge sowie des Klima- und Ressourcenschutzes gerecht zu werden. Bereits im Flächennutzungsplan können sie langfristig Flächen für Energieerzeugungsanlagen festlegen, um später mögliche Nahwärmenetze zu errichten. Im Bebauungsplan bietet sich ebenso die Möglichkeit einer Festsetzung von Flächen für Heizwerke auf Basis EE zur dezentralen Wärmeversorgung des Baugebiets. Der Anschluss kann letztendlich durch Erlass einer Anschluss und Benutzungssatzung oder den Abschluss eines städtebaulichen Vertrags erfolgen. Letzteres ist jedoch eine nicht unattraktive Alternative zum „hoheitlichen Zwang“, da die Gemeinde und der angehende „Neubürger“ gleichgestellte Vertragspartner sind, aber beide ihr Ziel einvernehmlich erreichen können. Dies kann zu einer besseren Akzeptanz und Ansehen der Gemeindeverwaltung sowie der Nahwärmeversorgung im Allgemeinen führen.

Anlagen Teil A

(Teil B befindet sich auf CD-ROM)

Anlage 1: Der CO²-Kreislauf von Biomasse



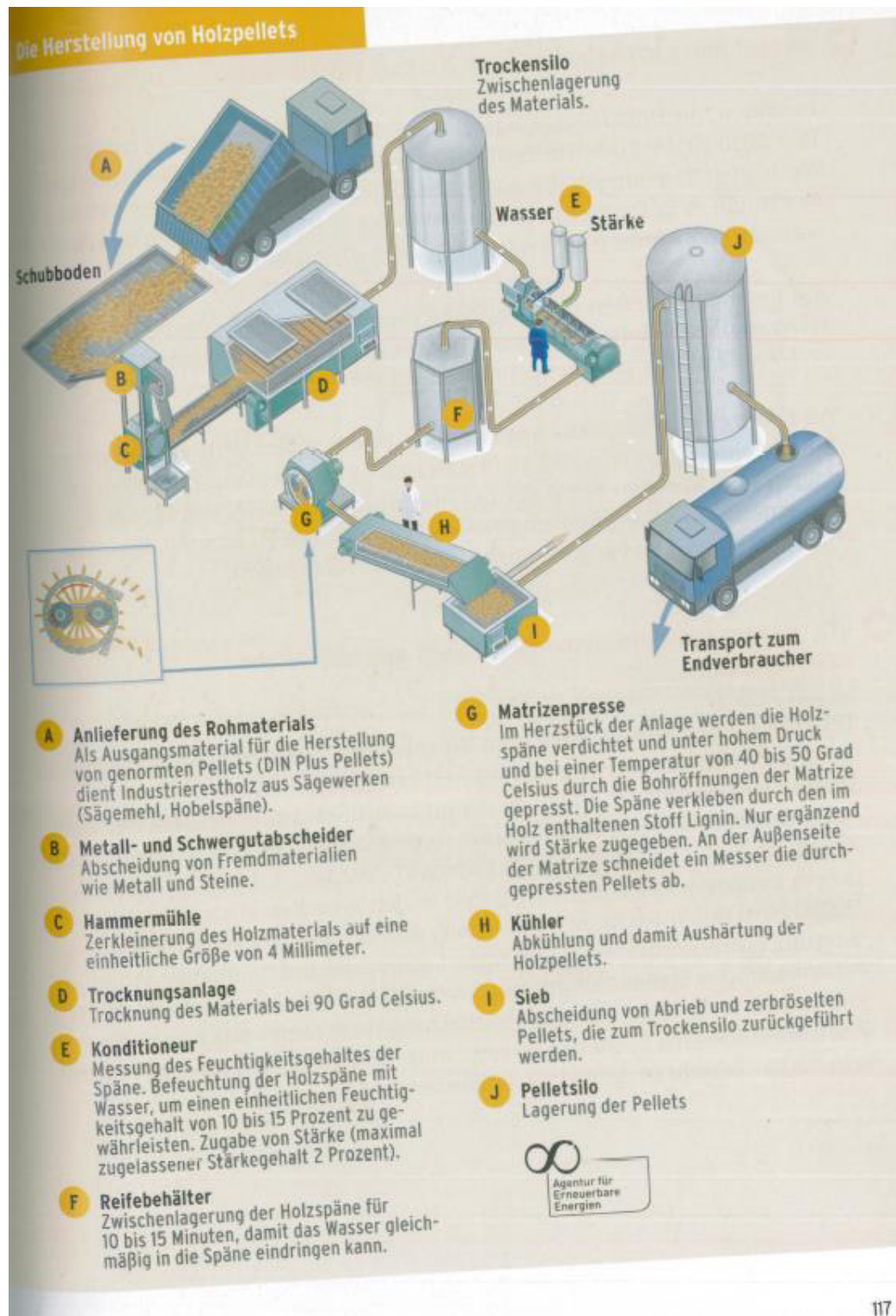
Quelle: <http://www.waermeausholz.at/info/faq/was-bedeutet-co2-neutral/>
(15.06.2014)

Anlage 2: Wärme aus erneuerbaren Energien 2013

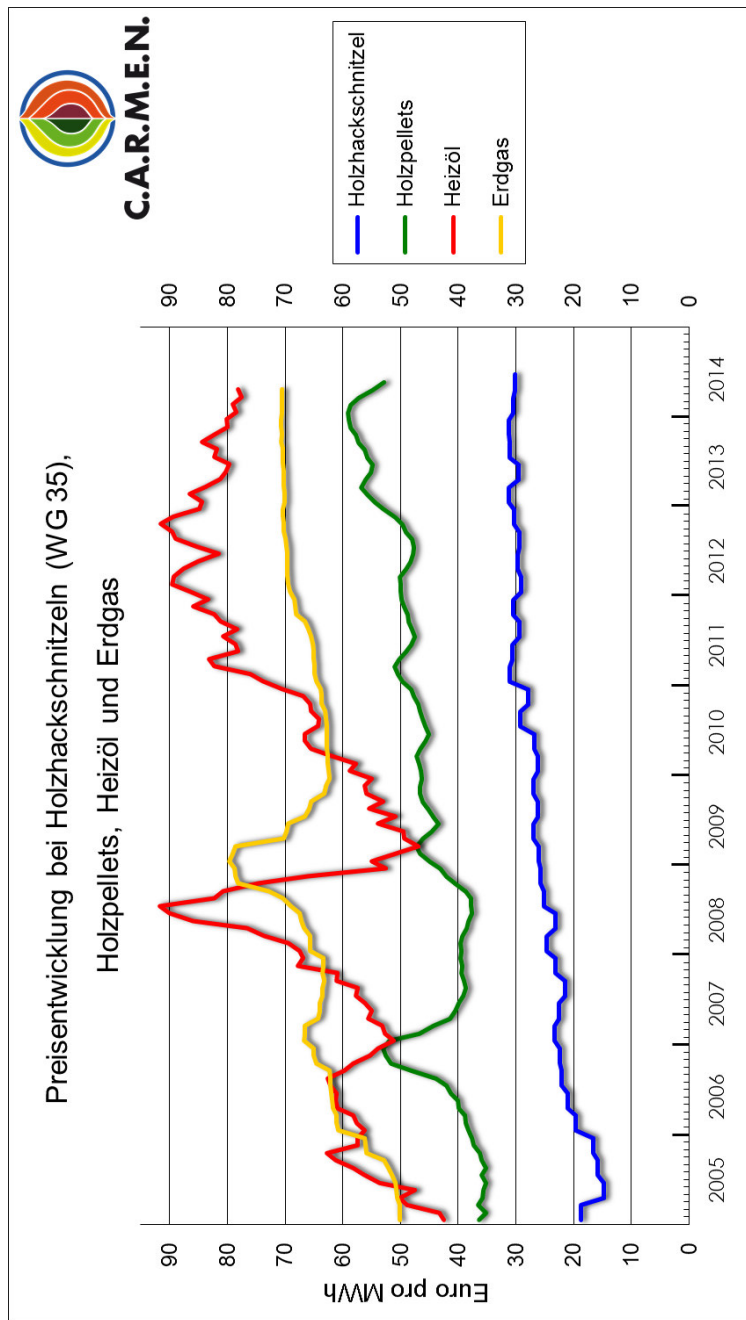


Quelle: <http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/waerme-aus-erneuerbaren-energien> (15.06.2014)

Anlage 3: Herstellung von Holzpellets

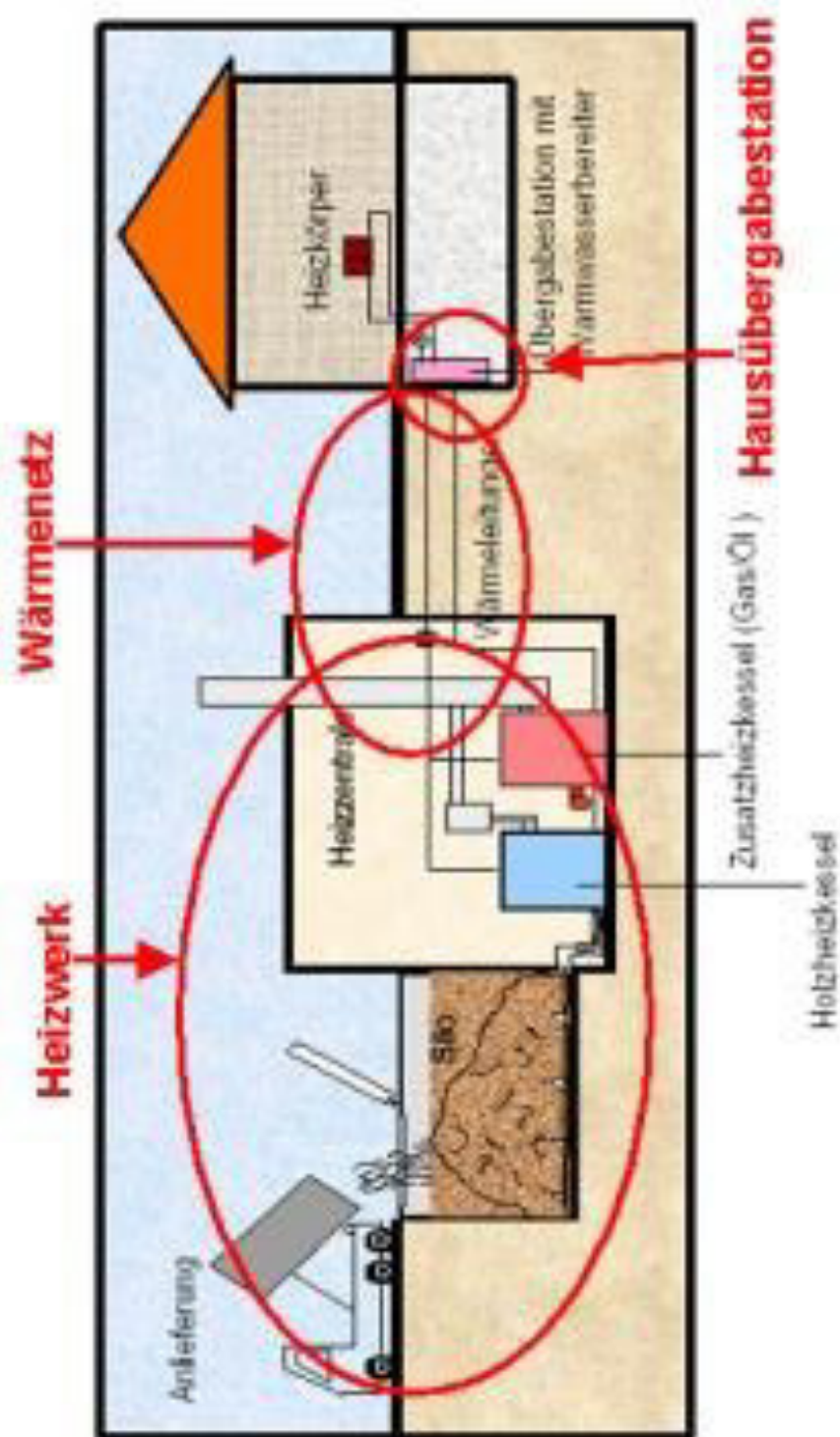


Anlage 4: Preisentwicklung der Brennstoffpreise 2005-2014



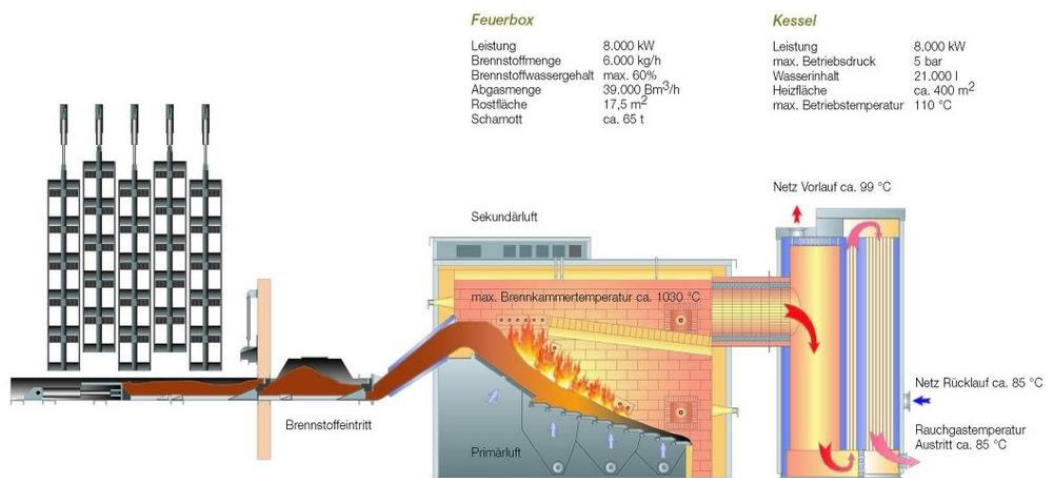
Quelle: <http://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel/graphiken/227-energieholz-index-grafiken?highlight=WyJwcmVpc2VudHdpY2tsdW5nliwiYmVpliwiG9semhse2tzY2huaXR6ZWxuliwiZXJkZ2FzliwicHJlaXNlbnR3aWNrbHVuZyBiZWkaWNrbHVuZy2VudHdpY2tsdW5nIGJlaSBob2x6aGFja3NjaG5pdHplbG4iLiLCJiZWkg9semhhY2tzY2huaXR6ZWxuli0> (15.06.2014)

Anlage 5: Querschnitt eines Biomasseheizwerks mit Nahwärmenetz



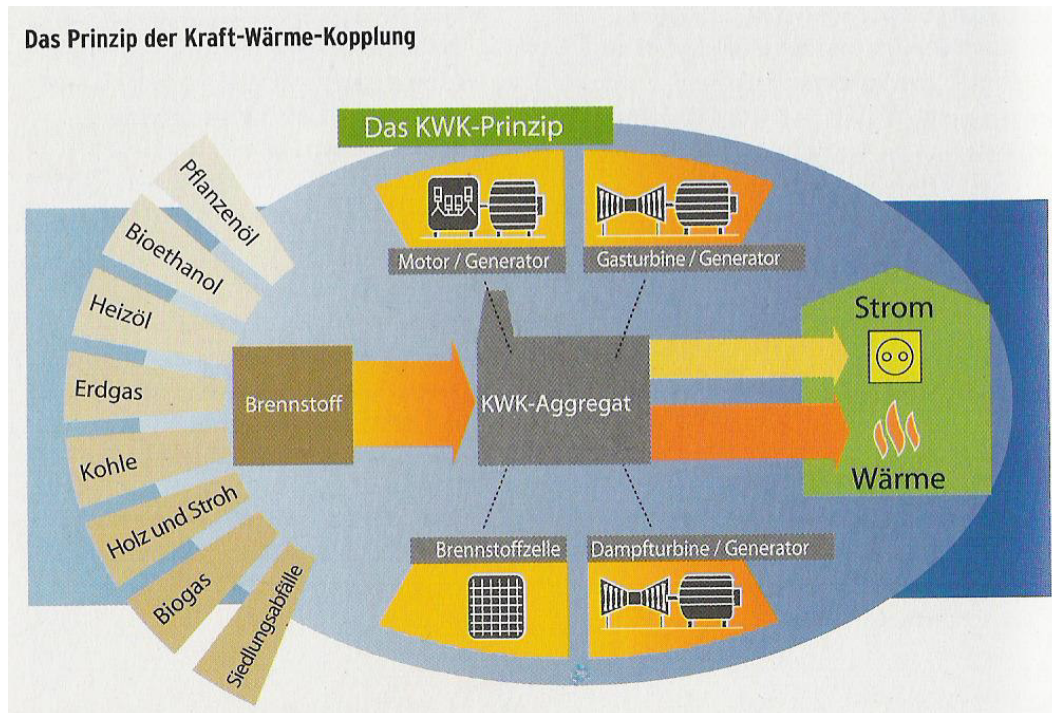
Quelle: Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg: Holzenergiefibel, S.68

Anlage 6: Querschnitt eines Biomasseheizkessels



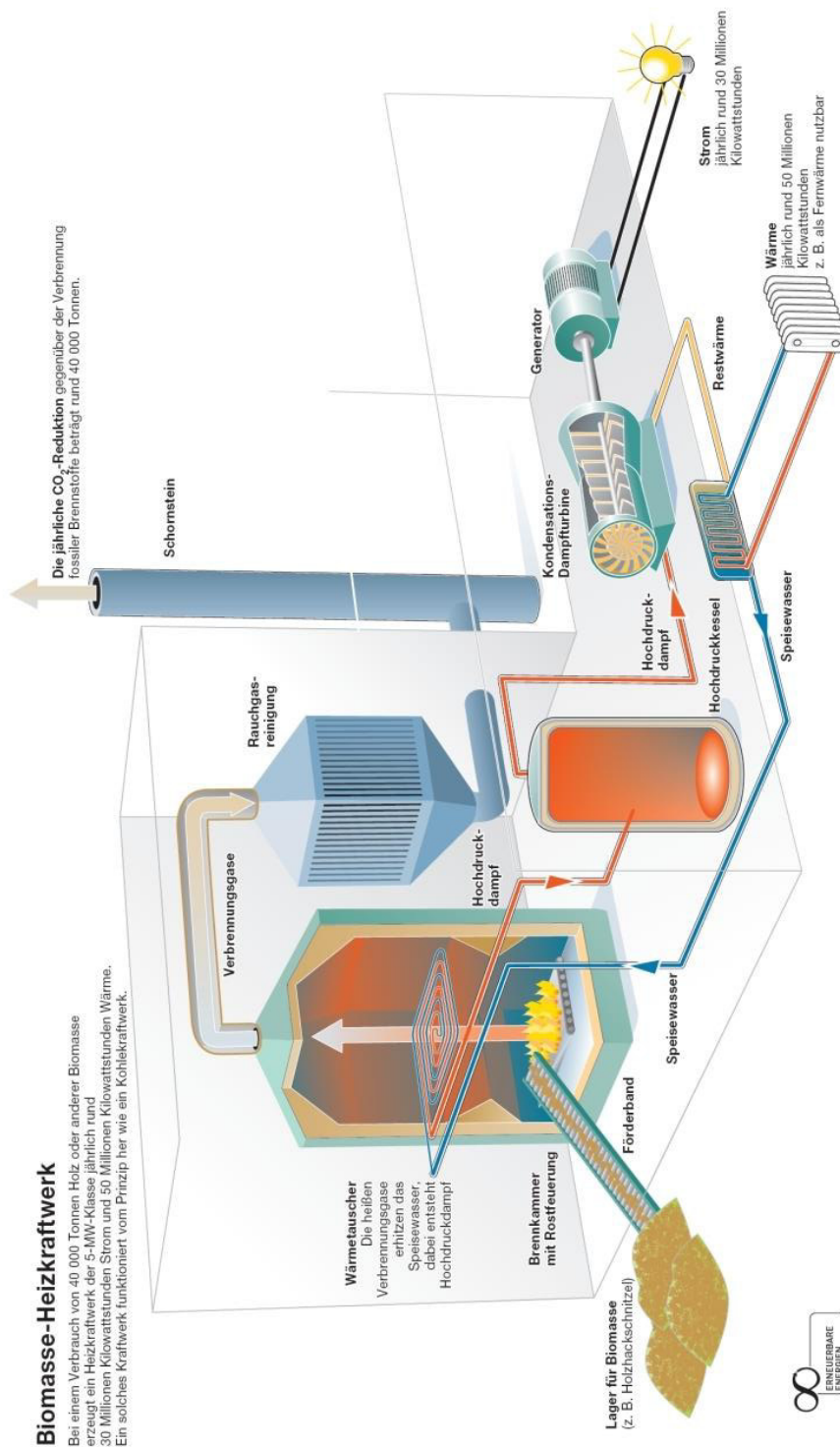
Quelle: <http://www.stadtwerke.it/typo3temp/pics/bdf8ebc5f6.jpg>

(11.07.2014)

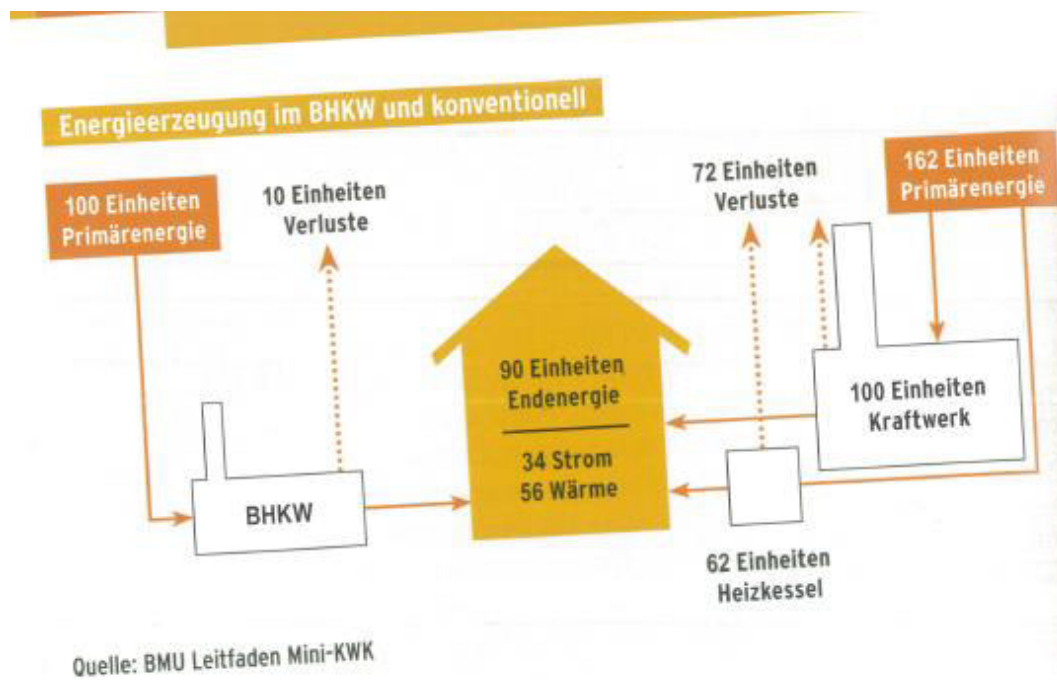
Anlage 7: Prinzip der KWK

Quelle: Erneuerbare Energien, Fragen und Antworten, S. 64

Anlage 8: Funktionsweise eines BMHKW

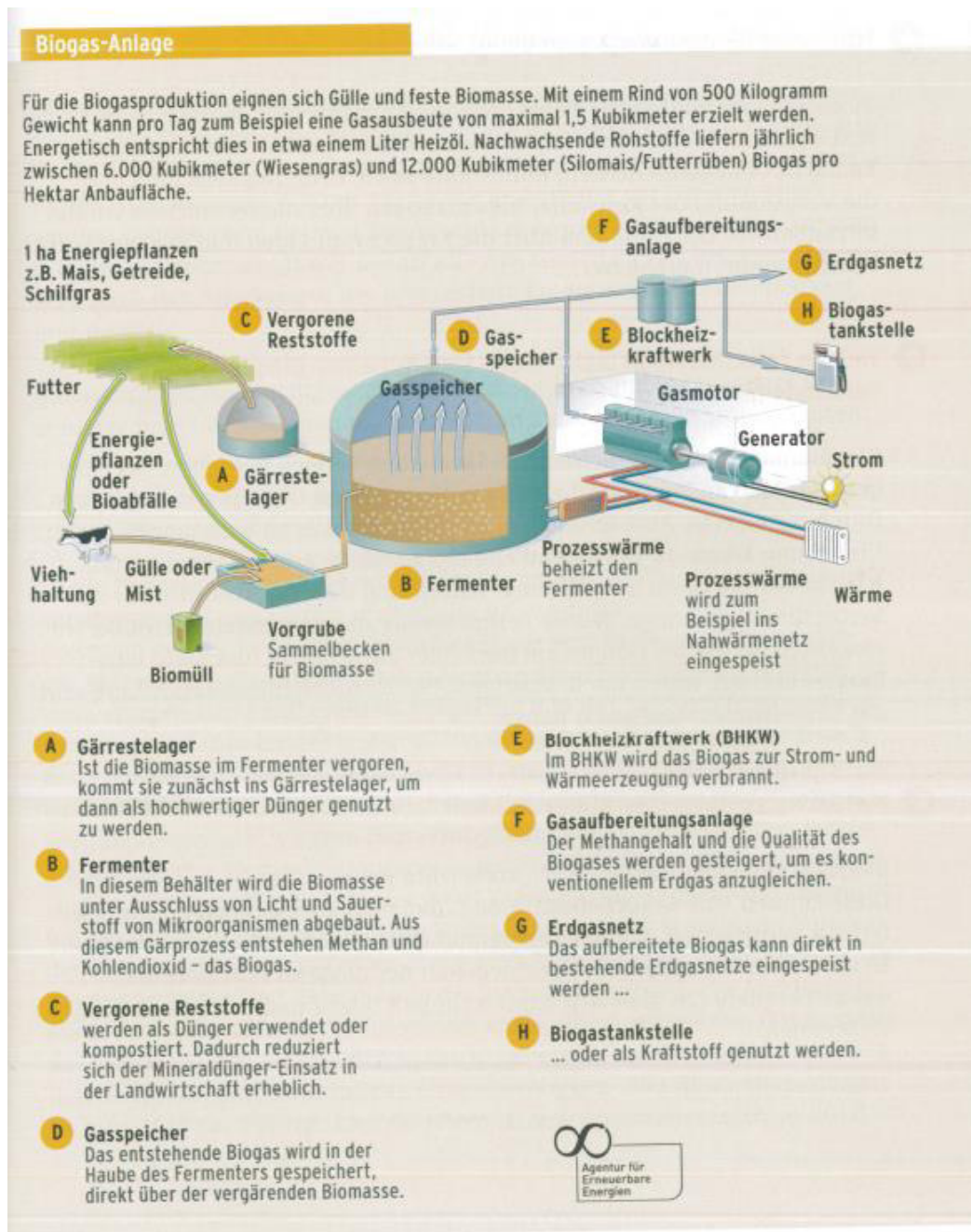


Quelle: http://www.unendlich-viel-energie.de/media/image/2146.Technische%2520Skizze%2520-%2520Biomasse_72dpi.jpg (25.06.2014)

Anlage 9: Energieerzeugung BHKW und konventionelles Kraftwerk

Quelle: BMU: Fragen und Antworten, S. 136

Anlage 10: Funktionsweise einer Biogasanlage mit BHKW

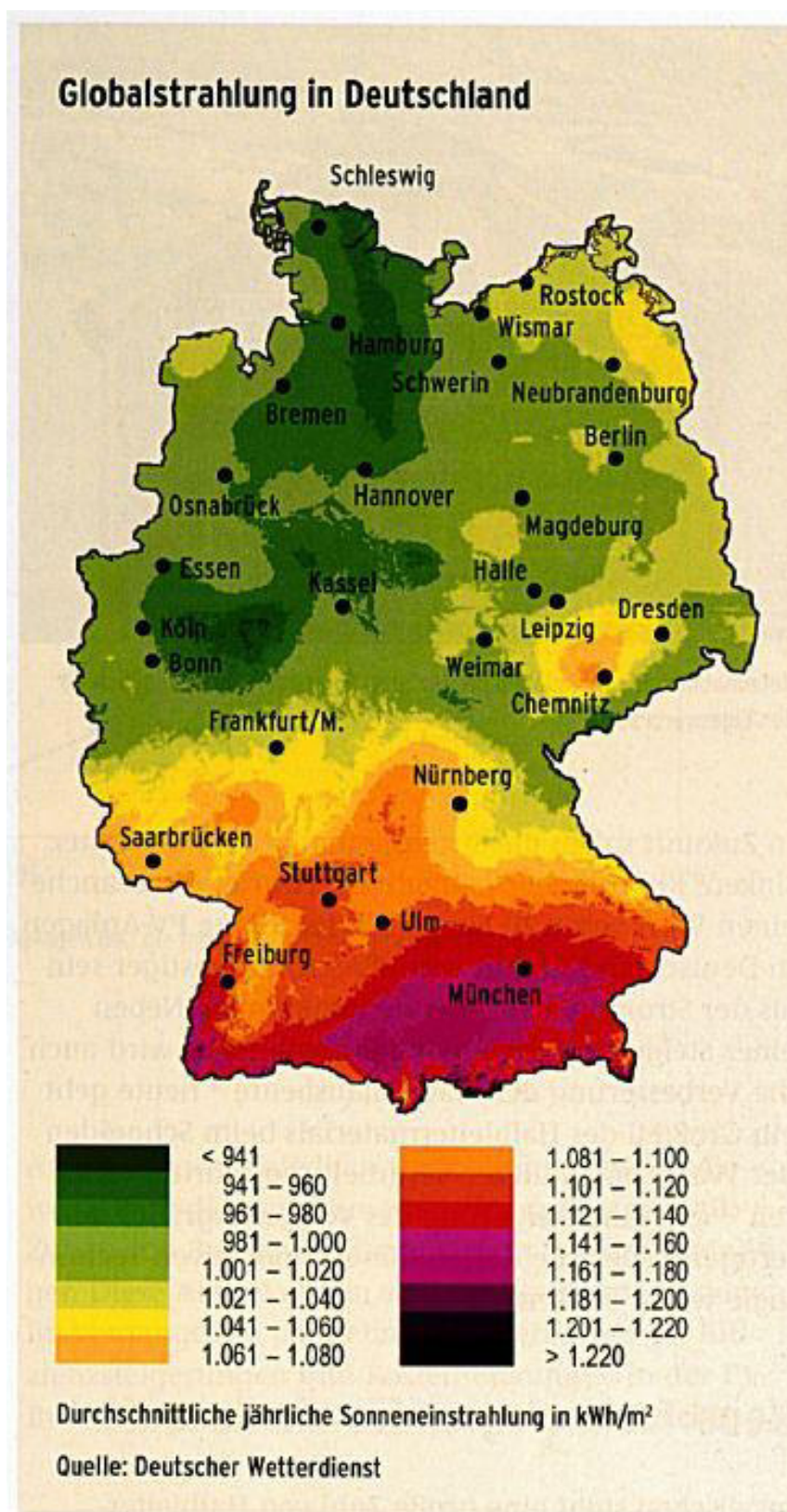


Quelle: BMU, Fragen und Antworten, S. 129

Anlage 11: Darstellung einer Biogasanlage mit BHKW im Wärmenetz

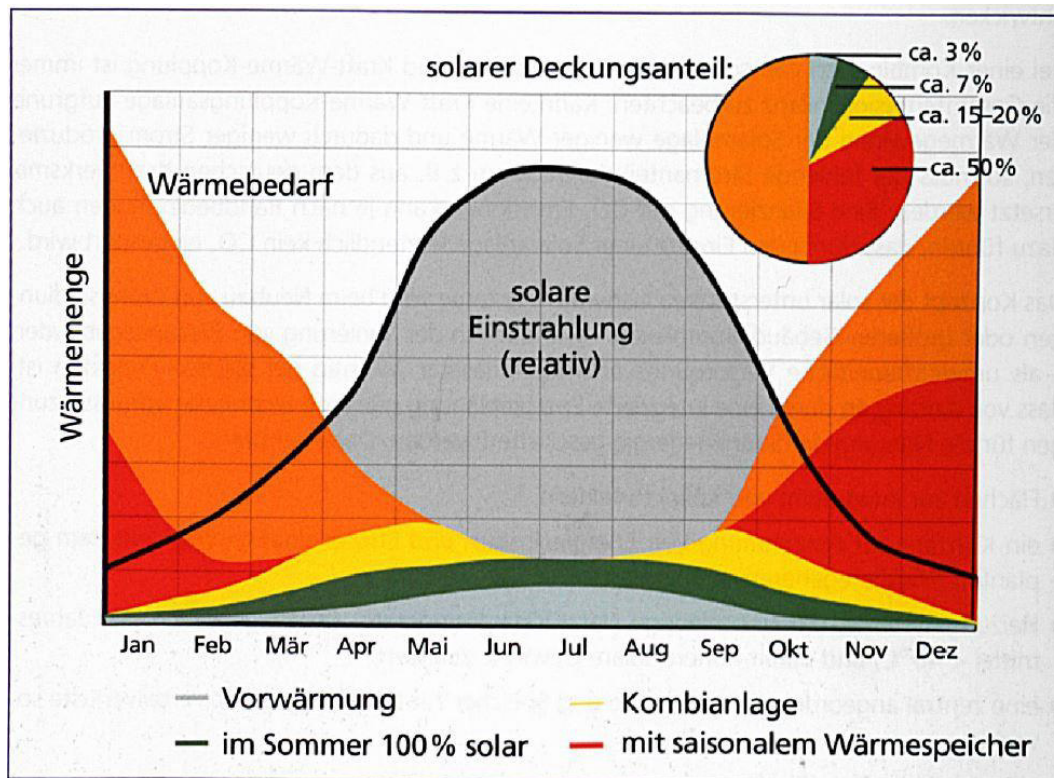
Quelle: http://www.frankeissler.de/images/bioenergie_nahwaerme.jpg,
(24.06.2014)

Anlage 12: Jährliche Sonneneinstrahlung in Deutschland



Quelle: BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 85

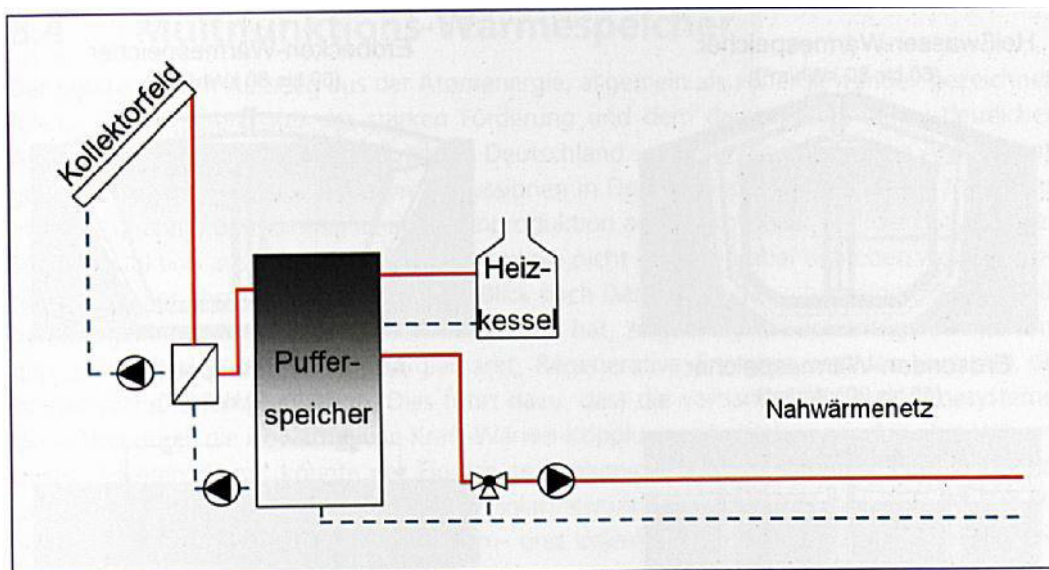
Anlage 13: Jahresübersicht solarer Deckungsanteil und Wärmebedarf



■ **Abb. 57:** Monatlicher Wärmebedarf, Solarstrahlungsangebot und solarer Deckungsanteil am jährlichen Wärmebedarf von solarthermischen Großanlagen

Quelle: Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 86

Anlage 14: Anlagenschema eines solar unterstützten Nahwärmesystems mit Kurzzeitspeicher



■ **Abb. 64:** Anlagenschema mit paralleler Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher

Quelle: Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 93

Anlage 15: Bauablauf eines Saisonalen Wärmespeichers



Quelle: Bollin/Huber/Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, S. 109

Anlage 16: Geothermie-Vorkommen in Deutschland

Geothermie



- Becken mit hydrothermalen Energieressourcen
- Becken mit potenziellen hydrothermalen Energievorkommen
- Becken ohne nachgewiesene hydrothermale Energievorkommen
- Grundgebirge ohne oder unter geringer Sedimentbedeckung

Geothermie-Vorkommen in Deutschland

Quelle: GeoForschungsZentrum

Quelle: BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 137

Anlage 18: Darstellung einer HDR-Anlage



Quelle: <http://www.scinexx.de/redaktion/focus/bild2/Geokraft12g.jpg>

(14.07.2014)

Anlage 19: Darstellung einer oberflächennahen Geothermieranlage

Quelle:

<http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien/oberflaechen-nahe-geothermie.html> (16.07.2014)

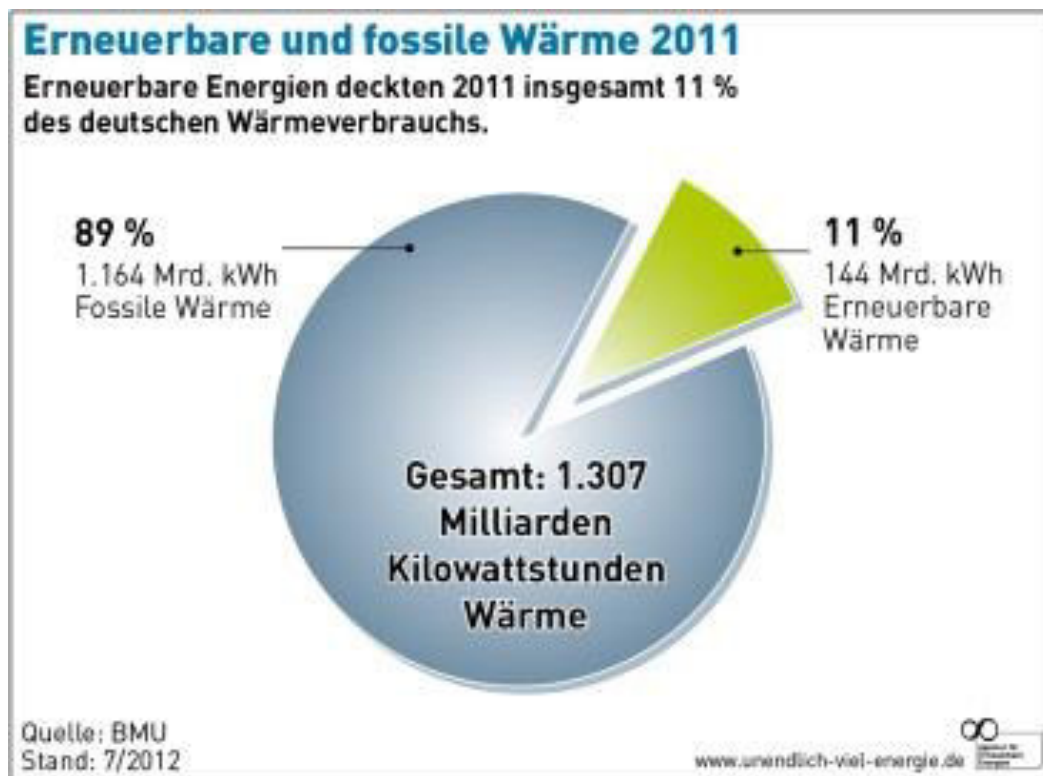
Anlage 20: Vorher-Nachher Darstellung von Hebungen



Quelle: [http://www.uni-](http://www.uni-kas-)
kas-

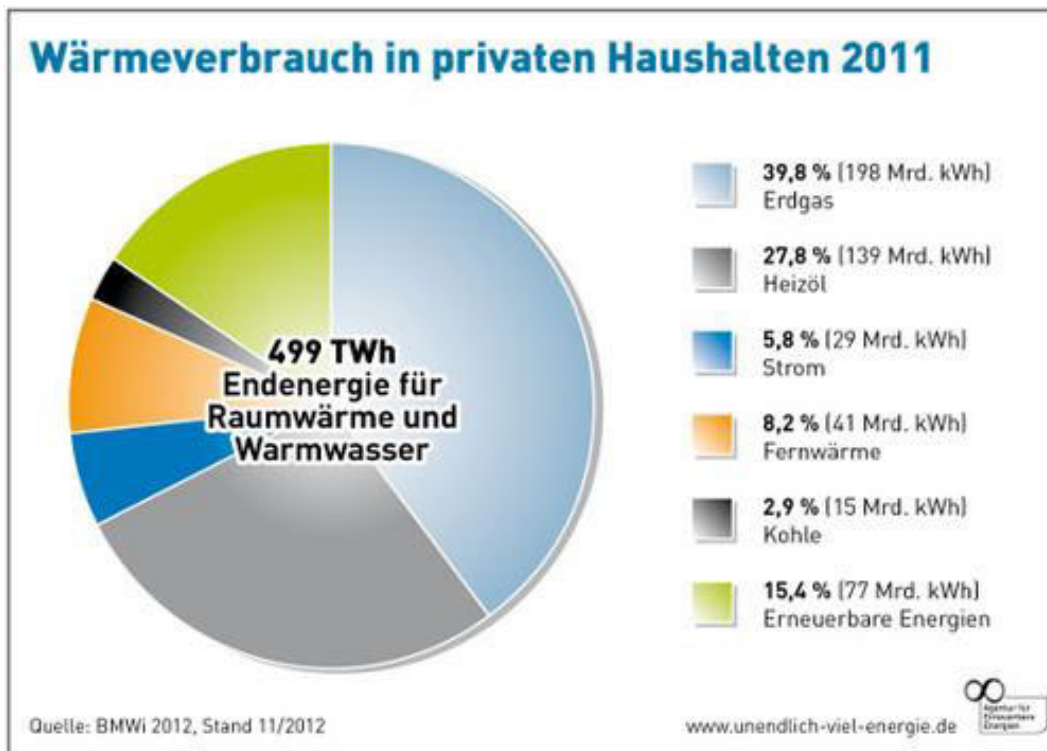
sel.de/fb14/geohydraulik/Lehre/Geophysik_Geothermie/Vortraege_2012/Joerns.pdf (25.07.2014)

Anlage 21: Deckungsanteil von EE und fossilen Brennstoffen am Wärmebedarf 2011



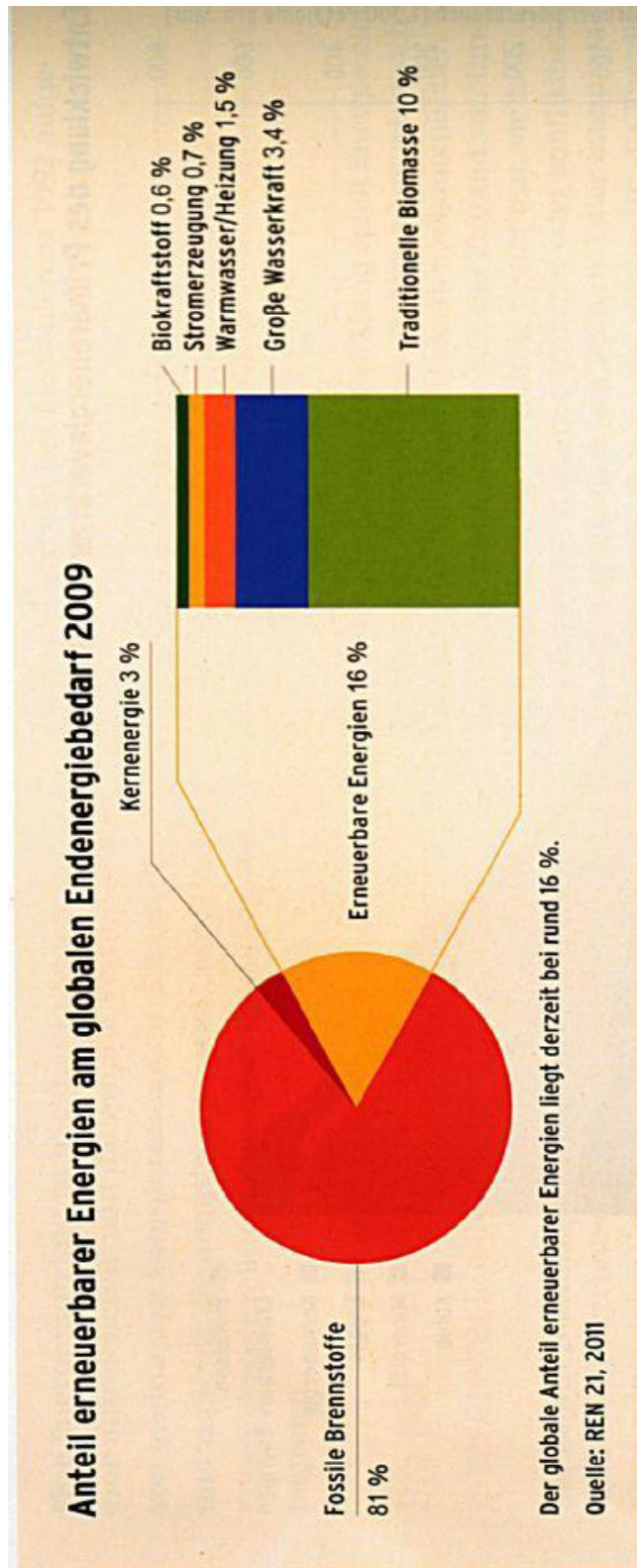
Quelle Bild: http://www.energynet.de/wp-content/uploads/2013/03/aee_erneuerbare_und_fossile_waerme_2011_jul12.jpg (05.08.2014)

Anlage 22: Deckung des Wärmebedarfs priv. Haushalte nach Brennstoffen 2011



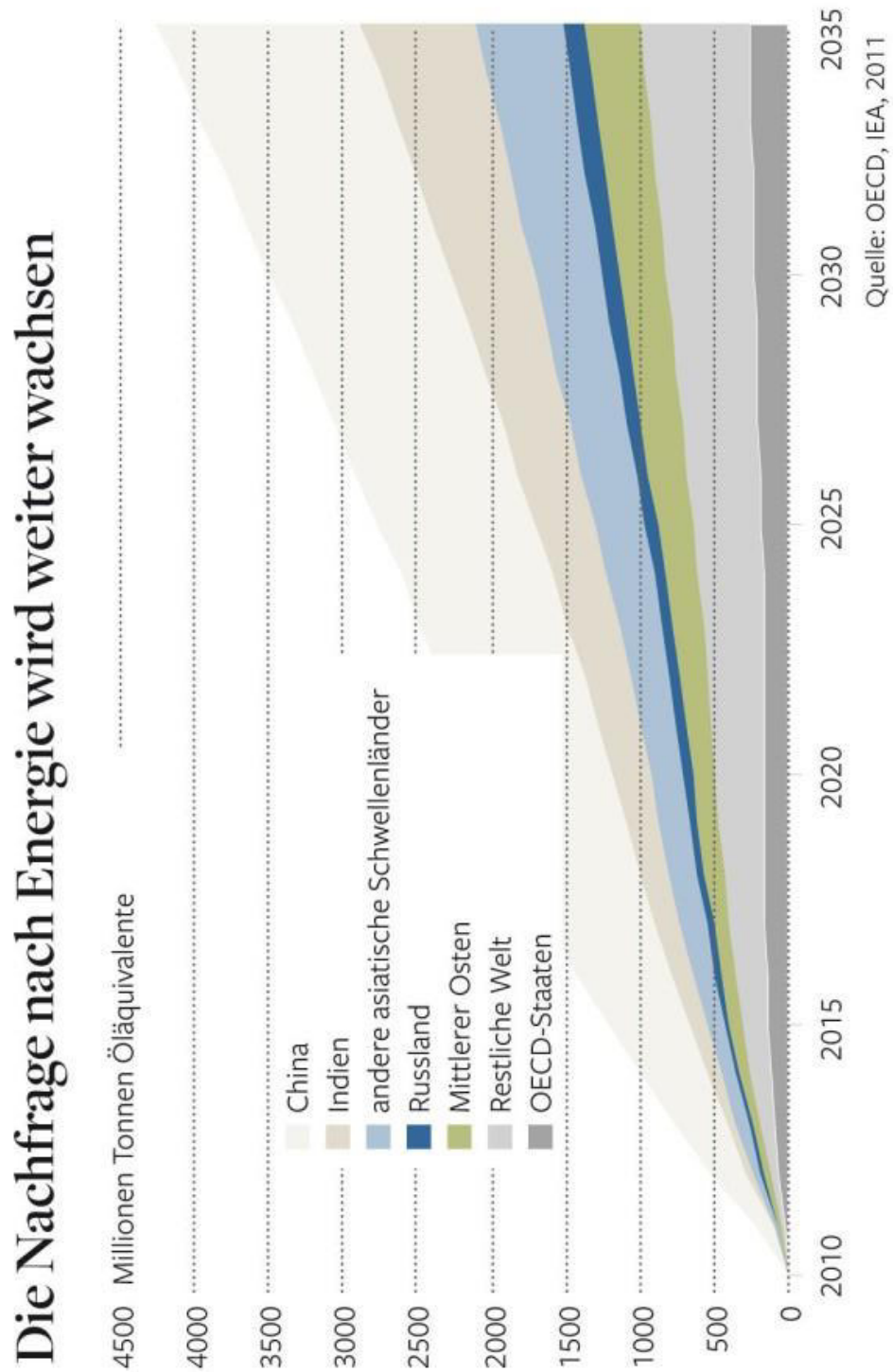
Quelle Bild: http://www.solarify.eu/wp-content/uploads/2013/08/aee_waermeverbrauch_private_HH_2011.jpg
(05.08.2014)

Anlage 23: Anteil EE am globalen Endenergiebedarf 2009



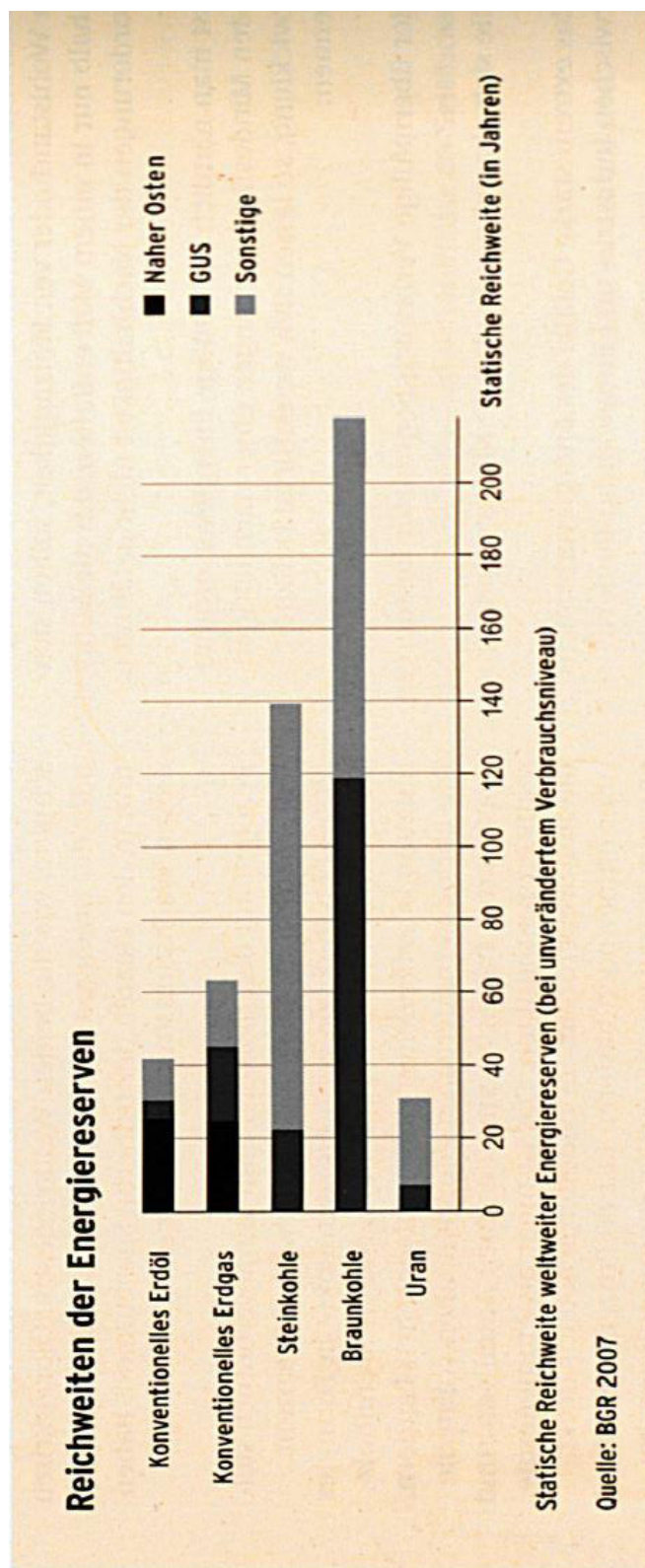
Quelle: BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 10

Anlage 24: Nachfrage nach Energie bis 2035



Quelle: <http://www.welt.de/dieweltbewegen/article13707698/Globale-Energie-Versorgung-bald-nicht-mehr-sicher.html> (01.08.2014)

Anlage 25: Reichweiten der Energiereserven



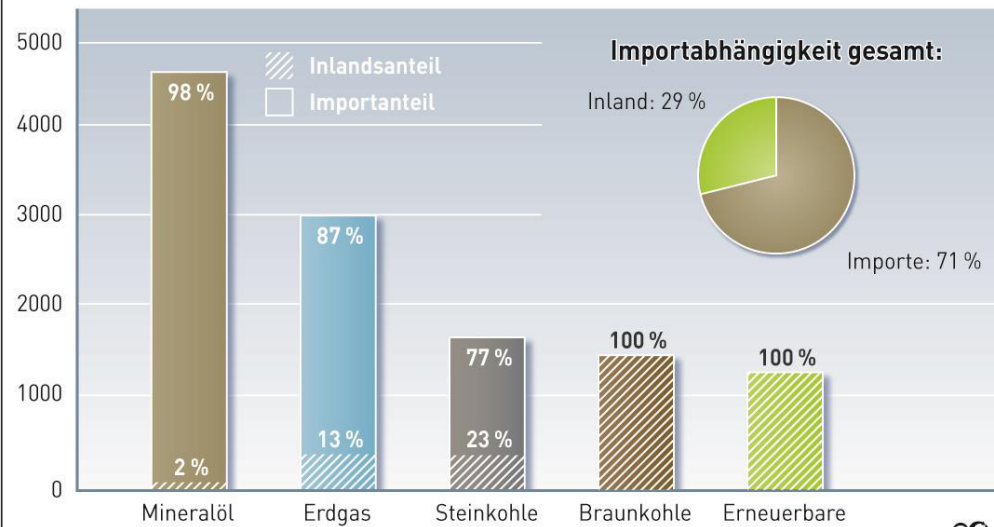
Quelle: BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 10

Anlage 26: Importabhängigkeit Deutschlands nach Energieträgern 2010

Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung 2010

In Prozent vom Gesamtverbrauch – Gesamt: 14.044 PJ – Inlandsgewinnung: 4.025 PJ

Petajoule (PJ)



Quelle: AGEb; Stand: 08/2011

www.unendlich-viel-energie.de



Quelle: <http://www.energiewende-sta.de/tag/importabhangigkeit/>
(01.08.2014)

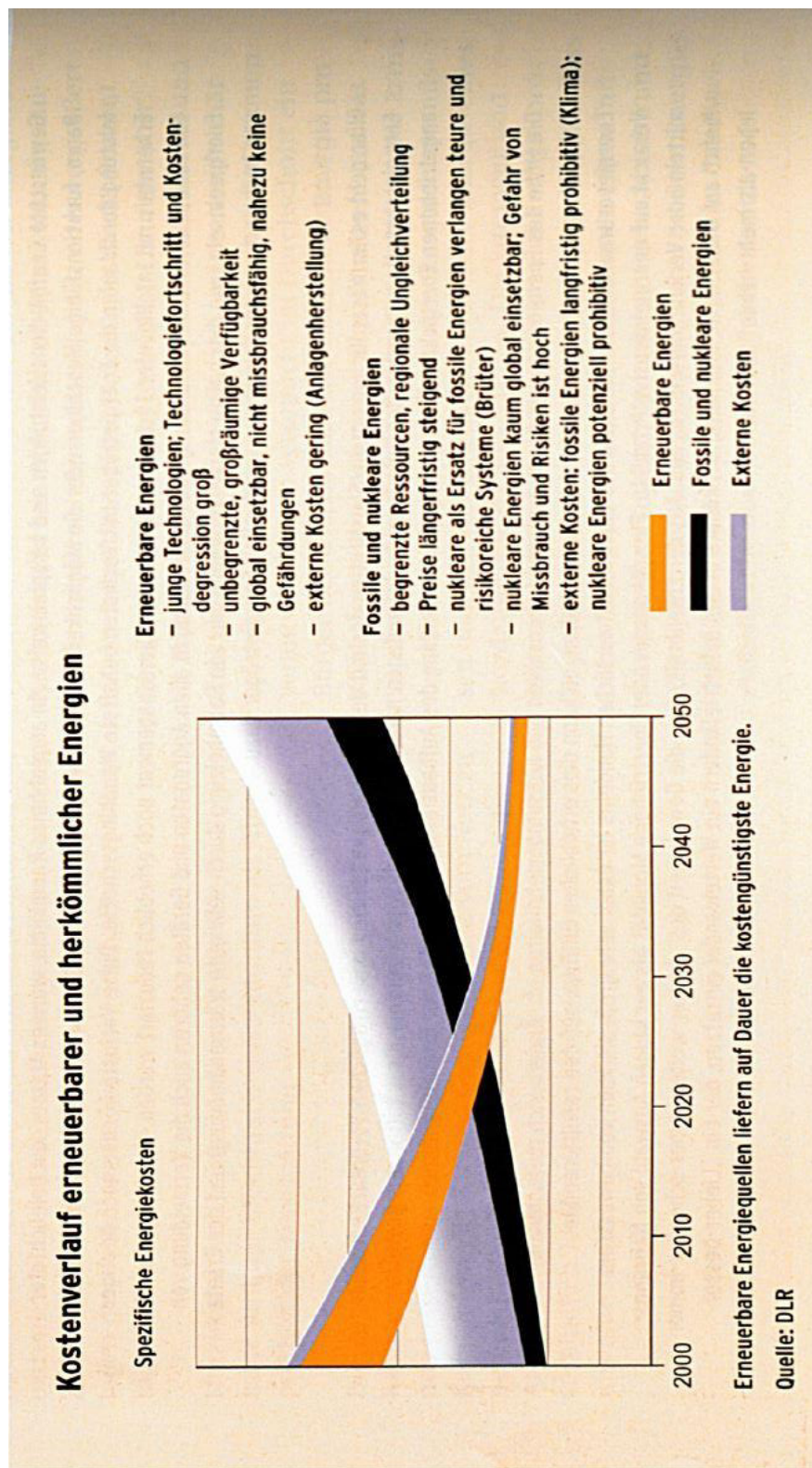
Anlage 27: Jährliche Ausgaben Deutschlands für den Import fossiler Energieträger Prognose bis 2050



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien

Quelle: <http://www.solarinput.de/nachrichtendetails/items/energiewende-laesst-importabhaengigkeit-sinken-erneuerbare-vermeiden-mehr-als-6-milliarden-euro-energieimporte.html> (01.08.2014)

Anlage 28: Kostenverlauf erneuerbarer und herkömmlicher Energien bis 2050



Quelle: BMU, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, S. 18

Anlage 29: Entwicklung des Wärmebedarfs in Deutschland bis 2050

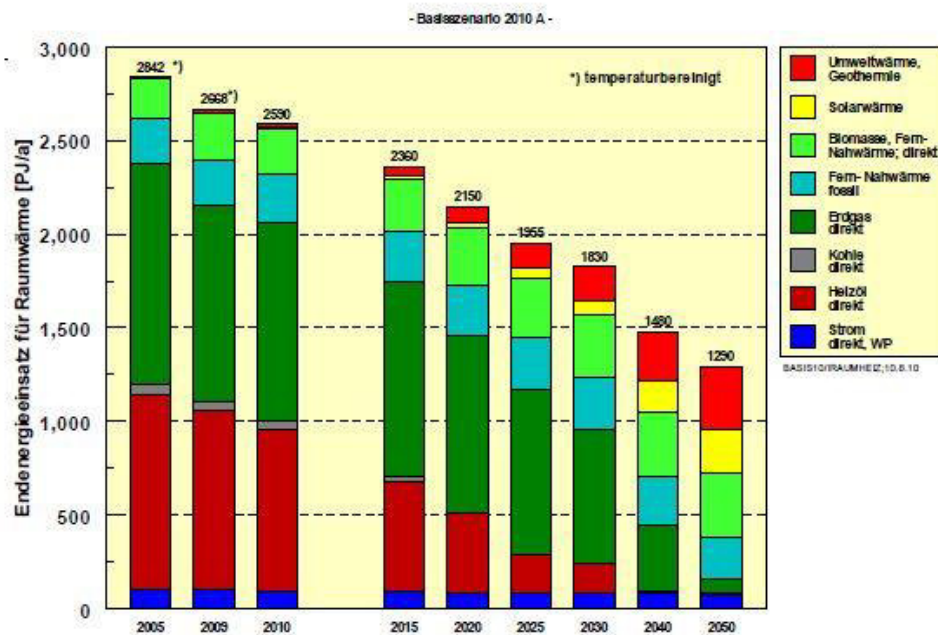
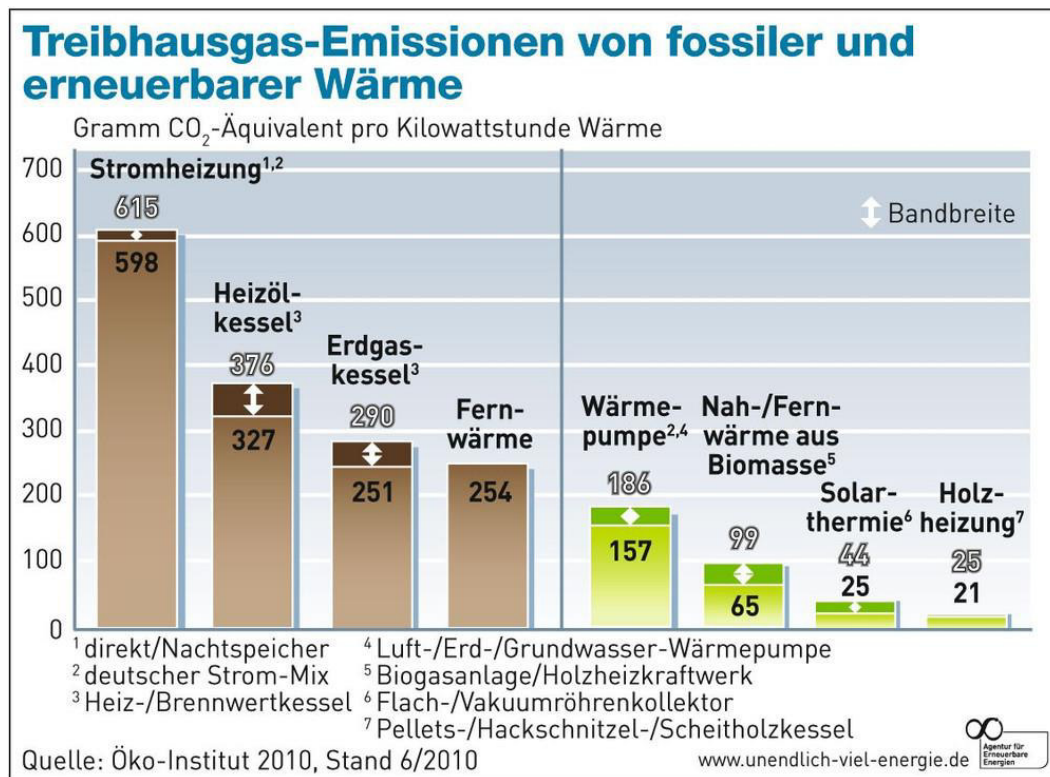


Abbildung 3.17: Endenergieeinsatz für Raumwärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme)

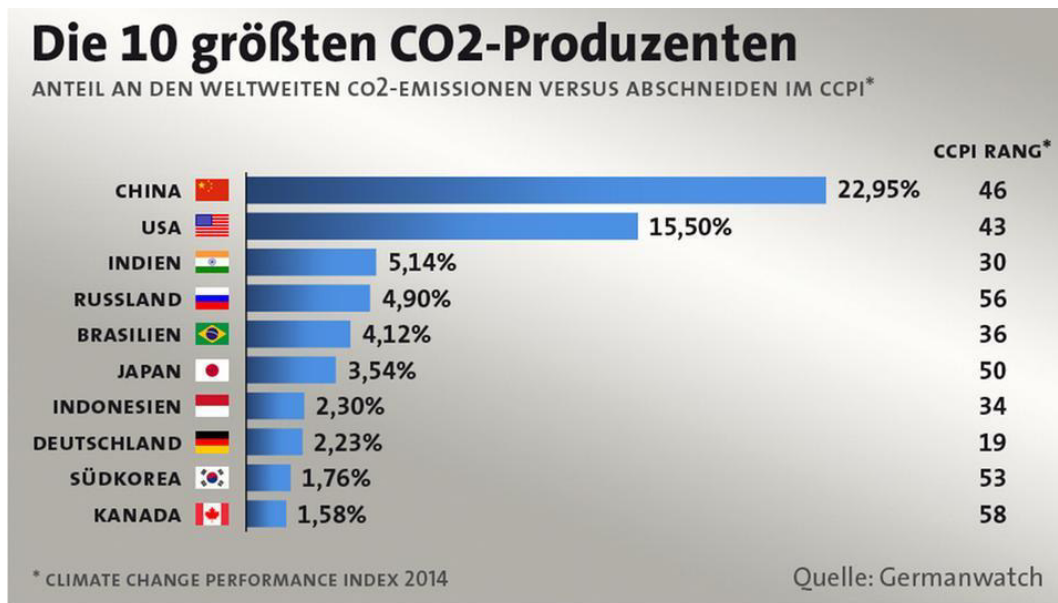
Quelle: BMU, Leitstudie 2010, S.61

Anlage 30: THG-Emissionen (CO₂/kWh) fossiler und EE bei der Wärmeherzeugung



Quelle: <http://www.energiewende-sta.de/tag/treibhausgas/> (02.08.2014)

Anlage 31: Die 10 größten CO₂ Produzenten (Ländervergleich)

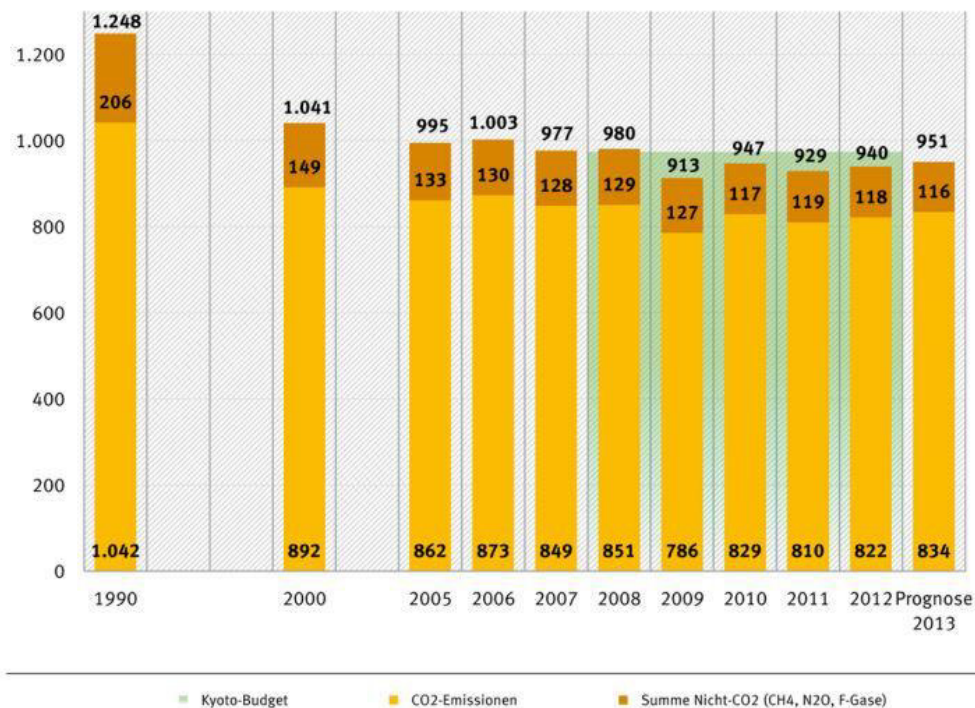


Quelle: http://www.tagesschau.de/ausland/klimaindex104~magnifier_pos-0.html (02.08.2014)

Anlage 32: THG-Emissionen Deutschlands von 1990 bis 2013

Treibhausgasemissionen in Deutschland 1990 bis Prognose 2013

in Mio. t CO₂-equivalent

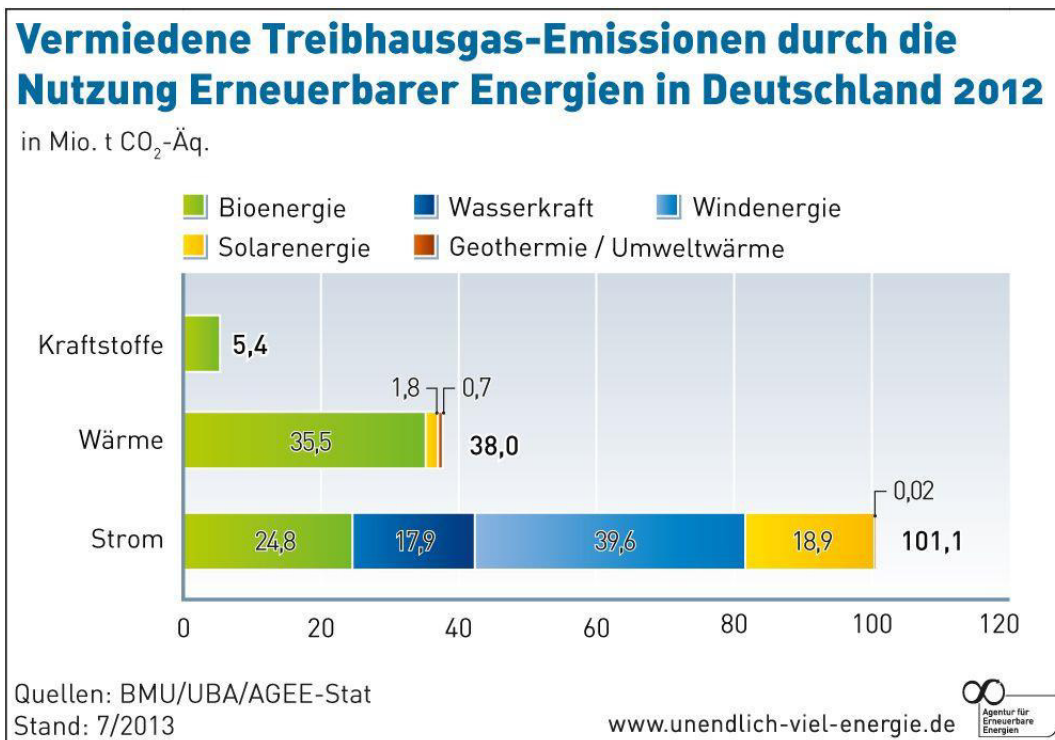


Quelle: © UBA Emissionssituation 25.02.2014

Quelle:

http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/bilder/dateien/treibhausgasemissionen_in_deutschland_1990_bis_prognose_2013_0.pdf; (20.08.2014)

Anlage 33: Vermiedene THG-Emissionen durch die Nutzung EE 2012 in Deutschland



Quelle: <http://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/wind/artikel1306> (19.08.2014)

Literaturverzeichnis

Literatur

Adolf, Jörg/Bräuninger, Michael:

Energiewende im Wohnungssektor – Fakten, Trends und Realisierungsmöglichkeiten, in Wirtschaftsdienst, Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 2012/3, S. 185-192

Aker, Bernd/Hafner, Wolfgang/Notheis, Klaus:

Gemeindeordnung Gemeindehaushaltsverordnung Baden-Württemberg, Kommentar, 2013

Birk, Hans-Jörg:

Städtebauliche Verträge, Inhalte und Leistungsstörungen, 5. Auflage, 2013

Bollin, Elmar/Huber, Klaus/Mangold, Dirk:

Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, 2013

Bundesministerium für Bildung und Forschung:

Klimaschutz erfordert Handeln, Beiträge der sozialökologischen Forschung, 2008

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:

Erneuerbare Energien, Fragen und Antworten, 3. Auflage, 2012

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:

Erneuerbare Energien, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, 8. Auflage, 2011

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:

Aus Verantwortung für die Zukunft, 2007

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:

Klimaschutz lohnt sich, Das Kyoto-Protokoll umsetzen und ausbauen, 2006

Danner, Wolfgang/Theobald, Christian:

Energierrecht, Kommentar, 78. Auflage, 2013

Dönig-Poppensieker, Gabriele/Krautzberger, Michael:

Aktuelle Fragen des Bau- und Planungsrechts, Filderstädter Baurechtstage 2011, 2012

Franz, Thorsten:

Gewinnerzielung durch kommunale Daseinsvorsorge, 2005

Henneke, Hans-Günter/Ritgen, Klaus:

Kommunales Energierecht, Darstellung, 2010

Hömig, Dieter:

Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, Kommentar, 10. Auflage, 2013

Hofmann, Hans/Henneke, Hans-Günter:

GG, Kommentar zum Grundgesetz, 13. Auflage, 2014

Jäde, Henning/Dirnberger, Franz/Weiß Josef:

Baugesetzbuch Baunutzungsverordnung, Kommentar, 7. Auflage, 2013

Jarass, D. Hans/Pieroth, Bodo:

Grundgesetz für die BRD, Kommentar, 13. Auflage, 2014

Kahl, Wolfgang/Schmidtchen, Marcus:

Kommunaler Klimaschutz durch erneuerbare Energien, 2013

Krimmling, Jörn:

Erneuerbare Energien, Einsatzmöglichkeiten – Technologien – Wirtschaftlichkeit, 2009

Krimmling, Jörn:

Energieeffiziente Nahwärmesysteme, 2011

Müller, Thorsten/Oschmann, Volker/Wustlich, Guido:

EEWärmeG, Kommentar, 2010

Säcker, Jürgen:

Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, 3. Auflage, 2014

Schneider, Ann-Kristin:

Auswirkungen des Klimawandels auf das Bauplanungsrecht, 2013

Wagener, Martin:

Bochumer Beiträge zum Energierecht, Band 6, Anschluß- und Benutzungszwang für Fernwärme, 1989

Waller, Marten:

"Neue Energie" für die kommunale Selbstverwaltung, Kommunale Daseinsvorsorge und (Re-)Kommunalisierung im Zeichen der Energiewende, 2013

Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg:

Blockheizkraft, 6.Auflage, 2009

Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg:

Holzenergiefibel, 4. Auflage, 2008

Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg:

Nahwärmekonzepte, Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien, 2. Auflage, 2007

Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg:

Solarfibel, 5. Auflage, 2007

Zeitschriften

Antoni, Oliver:

Instrumente zur Förderung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ), 08/2013, S. 357-362

Ennuschat, Jörg/Violino, Angela:

§16 EEWärmeG und der kommunalrechtliche Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme, in: Contracting und Recht (CuR), 03-2009, S.90-95

Kahl, Wolfgang/Schmidtchen, Marcus:

Nah- und Fernwärme als Instrumente des Klimaschutzes, in: Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), 2011, Heft 1, S. 36-41

Topp, Adolf:

Der Begriff der Fernwärme, in: Recht der Energiewirtschaft (RdE), 2009, S.133-138

Internetquellen

Agentur für Erneuerbare Energien:

Erneuerbare Energien 2020, Potenzialatlas Deutschland

URL: [http://www.unendlich-viel-](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/111.AEE_Potenzialatlas_Sonderausgabe_BioenergiB_dez09_01.pdf)

[ener-](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/111.AEE_Potenzialatlas_Sonderausgabe_BioenergiB_dez09_01.pdf)

[gie.de/media/file/111.AEE_Potenzialatlas_Sonderausgabe_BioenergiB_dez09_01.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/111.AEE_Potenzialatlas_Sonderausgabe_BioenergiB_dez09_01.pdf) (24.06.2014)

Agentur für Erneuerbare Energien:

Erneuerbare Wärme, Klimafreundlich, wirtschaftlich, technisch ausgereift
Renews Spezial, 63/2013

URL: [http://www.unendlich-viel-ener-](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/164.63_Renews_Spezial_Erneuerbare_Waerme_online.pdf)

[gie.de/media/file/164.63_Renews_Spezial_Erneuerbare_Waerme_online.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/164.63_Renews_Spezial_Erneuerbare_Waerme_online.pdf) (16.08.2014)

Böhnisch, Helmut/Krewitt Wolfram/Staiß, Frithjof:

Der Wärmemarkt – Analysen und Potenziale erneuerbarer Energiequellen,
in: FVS LZE 2005, S.140-150

http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2005/th2005_07_02.pdf (27.07.2014)

Bosy, Bruno:

Fern- und Nahwärme

URL: <http://www.bosy-online.de/Fernwaerme.htm> (20.06.2014)

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:

Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland

URL:

http://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/Broschueren/BiomasseaktionsplanNational.pdf?__blob=publicationFile (15.08.2014)

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:

Leitstudie 2010

URL:

http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2011_2/leitstud2010.pdf (03.07.2014)

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:

Leitstudie 2008

URL:

http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2008_5/Leitstudie2008_unters.pdf (03.07.2014)

Bundesverband Geothermie:

Oberflächennahe Geothermie

URL:

<http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien/oberflaechennahe-geothermie.html> (28.07.2014)

Bundesverband Geothermie:

Risiken der Geothermie

URL: <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/einstieg-in-die-geothermie/risiken.html> (28.07.2014)

Bundesverband Geothermie:

Risiken tiefegeothermischer Projekte

URL: <http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon/r/risiken-tiefen-geothermischer-projekte.html> (28.07.2014)

Bundesverband Geothermie:

Leitfäden und Richtlinien der Bundesländer

URL: <http://www.geothermie.de/service/publikationen/leitfaeden-und-richtlinien-der-bundeslaender.html> (28.07.2014)

Bund-Länder-Arbeitsgruppen der Staatlichen Geologischen Dienste:

Fachbericht zu bisher bekannten Auswirkungen geothermischer Vorhaben in den Bundesländern

URL:

http://www.infogeo.de/dokumente/download_pool/FS2011_Top_6.2_Anlage_PK_Geothermie_Bericht.pdf (28.07.2014)

Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.:

Biomasseheizkraftwerke

URL: <http://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/biomasseheizkraftwerke> (08.07.2014)

Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.:

Nahwärmenetz

URL: http://www.carmen-ev.de/files/festbrennstoffe/merkblatt_Nahwaermenetz_carmen_ev.pdf (08.07.2014)

Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband e.V.:

Herstellung von Pellets

URL:

http://www.depv.de/de/holzpellets/was_sind_pellets/herstellung_pellets/ (02.07.2014)

Günther, Edeltraud:

Gabler Wirtschaftslexikon: Erneuerbare Energien

URL: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/596505856/erneuerbare-energien-v2.html> (20.06.2014)

Krautzberger, Michael/Söfker, Wilhelm:

Baugesetzbuch, Leitfaden mit Synopse, 9. Auflage, 2014

Paschotta, Rüdiger:

Definition Nahwärme

URL: <http://www.energie-lexikon.info/nahwaerme.html?s=ak> (16.06.2014)

Paschotta, Rüdiger:

Definition Fernwärme

URL: <http://www.energie-lexikon.info/fernwaerme.html?s=ak> (16.06.2014)

Paschotta, Rüdiger:

Definition Nutzungsgrad

URL: <http://www.energie-lexikon.info/nutzungsgrad.html?s=ak>,
(26.06.2014)

Paschotta, Rüdiger:

Kraft-Wärme-Kopplung

URL: http://www.energie-lexikon.info/kraft_waerme_kopplung.html,
(26.06.2014)

Stadt Staufen:

Hebungsrisse

URL: <http://www.stadt-staufen.de/aktuelles-nachrichten/hebungsrisse/>
(28.07.2014)

Stiftung zur Erhaltung der historischen Altstadt Staufen:

Risse-Chronik

URL: <http://www.staufenstiftung.de/risse-chronik.html> (28.07.2014)

Umweltbundesamt:

Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020

URL:

<http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3501.pdf> (10.07.2014)

Umweltbundesamt:

Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2011

URL:

http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/uebersicht_energiebedingte_emissionen_1990_2011.pdf (10.08.2014)

Umweltministerium Baden-Württemberg:

Bioenergie

URL: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/erneuerbare-energien/bioenergie/> (23.06.2014)

Umweltministerium Baden-Württemberg:

Biomasse

URL: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/erneuerbare-energien/bioenergie/biomasse/> (23.06.2014)

Umweltministerium Baden-Württemberg:

Gasförmige Biomasse

<https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/erneuerbare-energien/bioenergie/biomasse/gasfoermige-biomasse/> (24.06.2014)

Umweltministerium Baden-Württemberg:

Leuchtturmprojekte zur Nutzung erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg

URL: http://www.kea-bw.de/uploads/tx_ttproducts/datasheet/056._Leuchtturmprojekte_zur_Nutzung_erneuerbarer_Energien_in_Baden-Wuerttemberg_02.pdf (26.07.2014)

Wetzel, Daniel:

Globale Energie-Versorgung bald nicht mehr sicher

URL: <http://www.welt.de/dieweltbewegen/article13707698/Globale-Energie-Versorgung-bald-nicht-mehr-sicher.html> (15.08.2014)

Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR):

Globaler CO₂-Ausstoß steigt auf neuen Rekordwert

<http://www.scinexx.de/wissen-aktuell-16862-2013-11-08.html> (15.08.2014)

Erklärung

"Ich versichere, dass ich diese Bachelorarbeit selbständig und nur unter Verwendung der angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe."

15. September 2014, _____

Pascal Schwinger



deutschland
hat
unendlich
viel
energie

ERNEUERBARE ENERGIEN 2020 POTENZIALATLAS DEUTSCHLAND

SONDERAUSGABE **BIOENERGIE**

Mehr Informationen über Erneuerbare Energien und den vollständigen Potenzialatlas unter www.unendlich-viel-energie.de



Agentur für
Erneuerbare
Energien



47 Prozent regenerativer Strom in Deutschland bis 2020 – das prognostiziert die Erneuerbare-Energien-Branche

Eine zukunftsfähige Energiepolitik muss Umwelt- und Klimaschutz, Wirtschaftlichkeit sowie Versorgungssicherheit gleichermaßen verfolgen. Erneuerbare Energien leisten hierzu einen erheblichen Beitrag.

Anders als fossile Energiequellen verursachen Strom, Wärme und Kraftstoffe aus Erneuerbaren Energien kaum Treibhausgase wie Kohlendioxid (CO₂). So wirken sie dem Klimawandel entgegen, der mit erheblichen wirtschaftlichen Folgekosten verbunden ist.

Gleichzeitig reduzieren Erneuerbare Energien die Importkosten für Erdöl, Erdgas und Kohle (BEE: 8,3 Mrd. Euro im Jahr 2008). Drei Viertel der in Deutschland genutzten Energie wird importiert. Durch den Ausbau von Erneuerbaren Energien kann die Importabhängigkeit verringert und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gesteigert werden.

Zukunftsfähig ist deshalb nur eine Energieversorgung aus Wind-, Solar-, Wasser-, Bioenergie und Geothermie. Sie stehen weltweit unendlich zur Verfügung. Ihr Potenzial ist bei Weitem noch nicht ausgeschöpft.

Auch die Europäische Union (EU) hat dies erkannt und beschlossen, den Anteil Erneuerbarer Energien in der EU bis 2020 auf 20 Prozent zu steigern. Dabei ist für Deutschland ein nationales Ziel von 18 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch vorgesehen.

Aber Deutschland hat das Potenzial zu viel mehr. Bis 2020 werden nach Branchenberechnungen 28 Prozent des End-

energieverbrauchs durch Erneuerbare Energien gedeckt. Dieser Ausbau geht einher mit enormen volkswirtschaftlichen Gewinnen. So können im Jahr 2020 Kosten für fossile Brennstoffimporte in Höhe von 50 Mrd. Euro durch die Nutzung von Erneuerbaren Energien eingespart werden. Zudem können sie den Ausstoß von 287 Mio. Tonnen Treibhausgasen vermeiden und somit zukünftige Umwelt- und Klimaschäden in Höhe von etwa 20 Mrd. Euro verhindern.

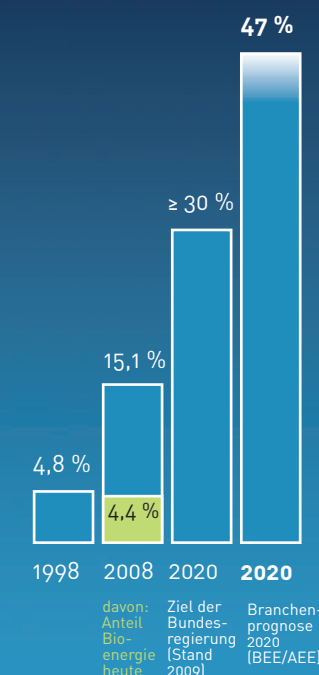
Deutschland hat in den vergangenen 10 Jahren gezeigt, dass ein starker Ausbau der Erneuerbaren Energien in kurzer Zeit möglich ist und gilt international als Vorbild. Und Deutschland hat das Potenzial, diesen starken Ausbau auch in den kommenden 10 Jahren fortzuführen. Die Branche prognostiziert für das Jahr 2020 einen Anteil der Erneuerbaren Energien von 47 Prozent am Stromverbrauch, 25 Prozent am Wärmeverbrauch und von 22 Prozent am Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr.

Die Fläche, die hierfür benötigt wird, ist gering. Auch die Bioenergie kann bis 2020 und darüber hinaus wachsende Beiträge zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffversorgung leisten, ohne dass der Naturschutz beeinträchtigt oder die Nahrungsmittelversorgung gefährdet ist. Das zeigt dieser „Potenzialatlas der Erneuerbaren Energien 2020“ mit seiner Sonderausgabe Bioenergie. Je nach Klima, Landschaft, Siedlungs- und Agrarstruktur bietet jede Region ihre eigenen, unterschiedlichen Potenziale. Überall liegen ungenutzte Chancen, die nur darauf warten, ergriffen zu werden. Denn eines ist gewiss: Deutschland hat unendlich viel Energie.

Anteile Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung in Deutschland

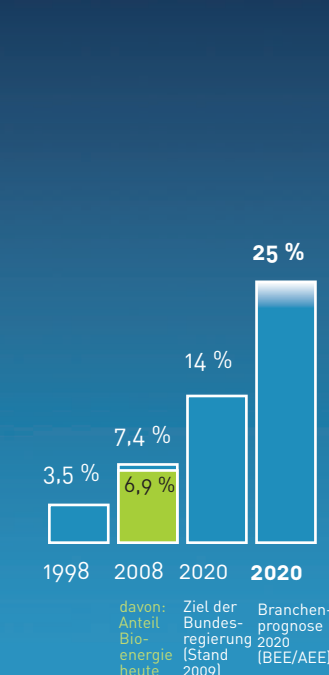
Strom

Anteile Erneuerbarer Energien am gesamten Bruttostromverbrauch



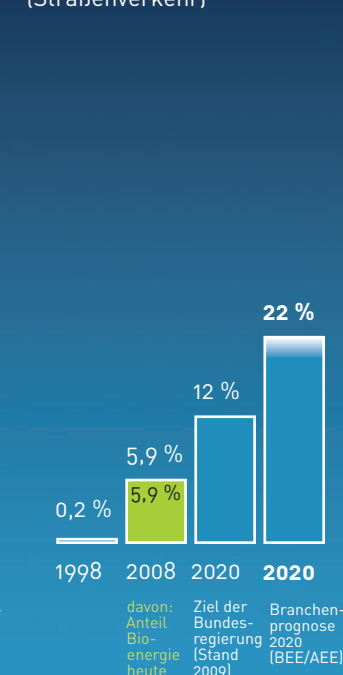
Wärme

Anteile Erneuerbarer Energien am gesamten Wärmeverbrauch



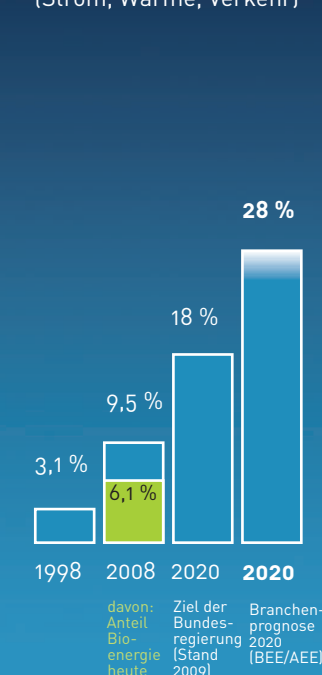
Kraftstoff

Anteile Erneuerbarer Energien am gesamten Kraftstoffverbrauch (Straßenverkehr)

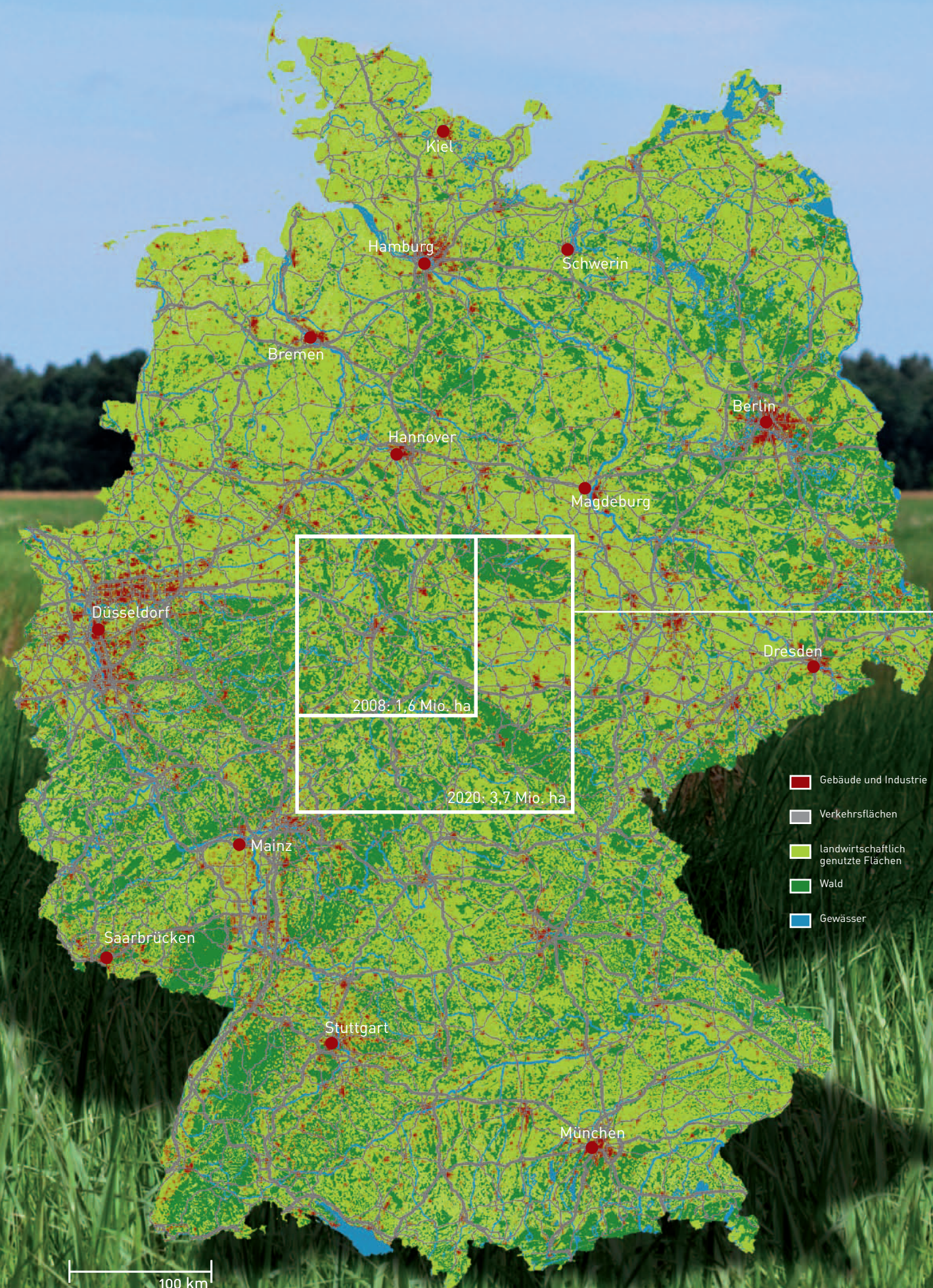


Endenergieverbrauch

Anteile Erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Verkehr)



VIEL ERTRAG VON WENIG FLÄCHE BIOENERGIE



Deutschland benötigt nur einen geringen Teil seiner landwirtschaftlich genutzten Flächen für den Ausbau der Bioenergie. Für den Ausbau bis 2020 wird nur eine Fläche von 3,7 Mio. Hektar in Anspruch genommen. Das entspricht 21,9 Prozent der heutigen landwirtschaftlich genutzten Flächen. Bioenergie nutzt 2008 eine Fläche von 1,6 Mio. Hektar (9,5 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Flächen).

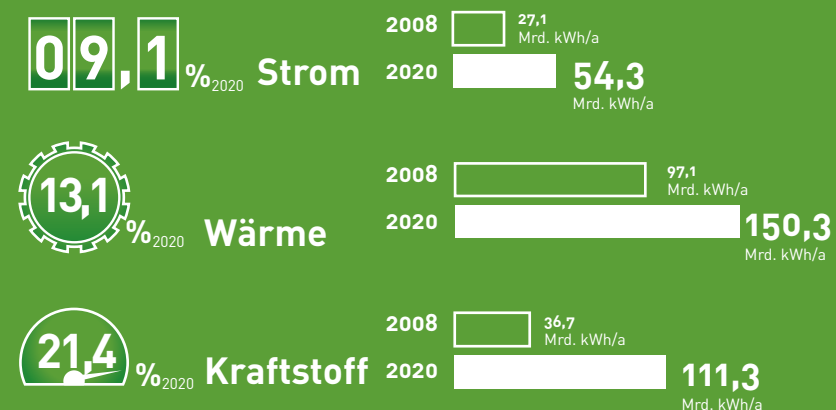
Diese Fläche für den Anbau von Energiepflanzen liefert jedoch nur einen Teil des Potenzials der Bioenergie. Bioenergie nutzt für die Strom-, Wärme- und Kraftstoffproduktion auch Reststoffe (z.B. Gülle, Restholz, Bioabfall), die in der Land- und Forstwirtschaft sowieso anfallen. Die für Bioenergie eingesetzte Menge Reststoffe würde 2020 theoretisch dem Ertrag von einer zusätzlichen Fläche von 4,1 Mio. Hektar entsprechen.

Deutschland importiert für Futter- und Nahrungsmittel sowie als Rohstoff Produkte aus Raps, Sojabohnen und Ölpalmen. Auch in Zukunft wird nur ein Teil davon für Bioenergie genutzt. Diese Menge würde 2020 dem Ertrag von einer Fläche von ca. 2-3 Mio. Hektar entsprechen.

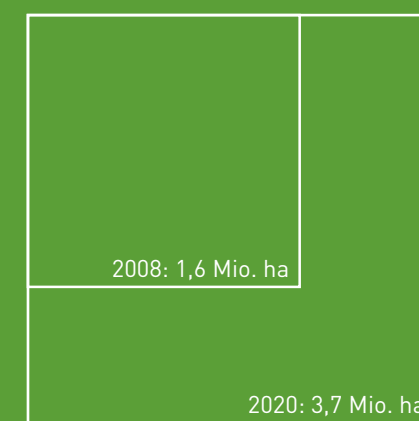


Quellen: DLR 2004, Leibniz-Institut

Anteil an der Energieversorgung 2008 und 2020

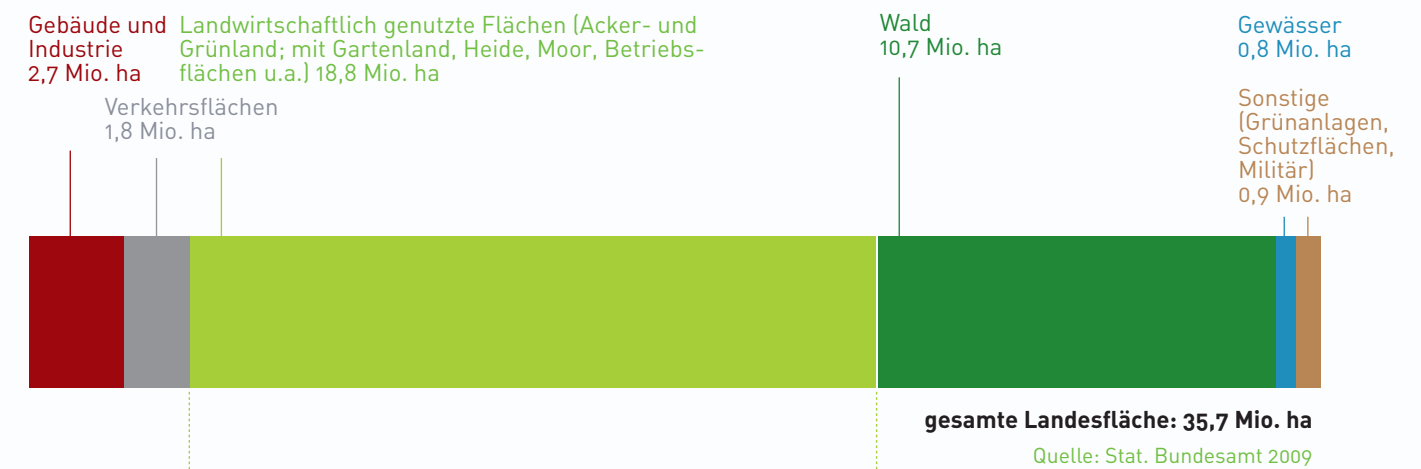


Flächenbedarf 2008 und 2020

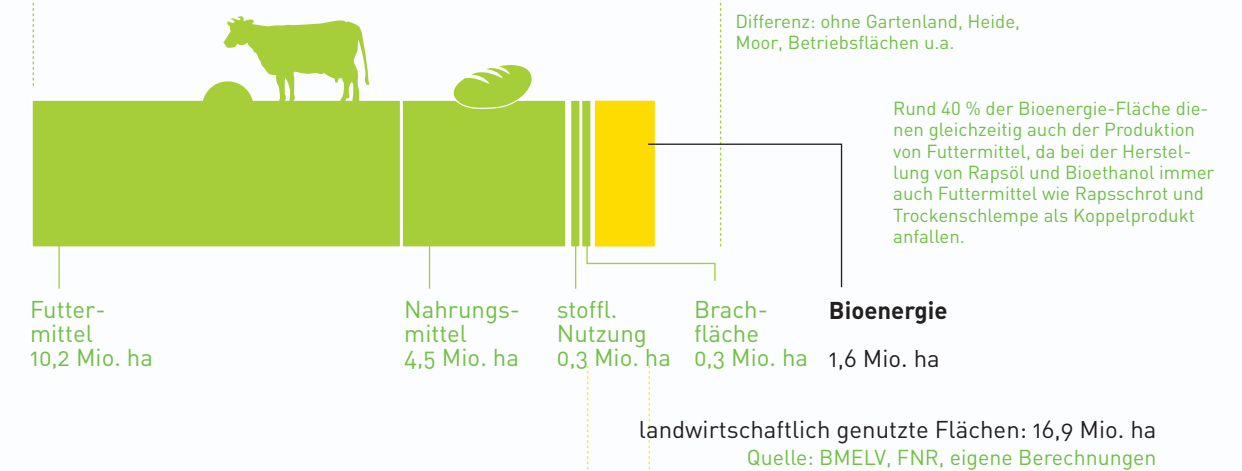




Die deutsche Landesfläche ist vor allem von Ackerland, Grünland und Wald belegt.



Mehr als die Hälfte der landwirtschaftlichen Flächen wird 2008 für Futtermittel genutzt.



Bioenergie belegt heute und in Zukunft nur einen kleinen Teil der landwirtschaftlichen Flächen.

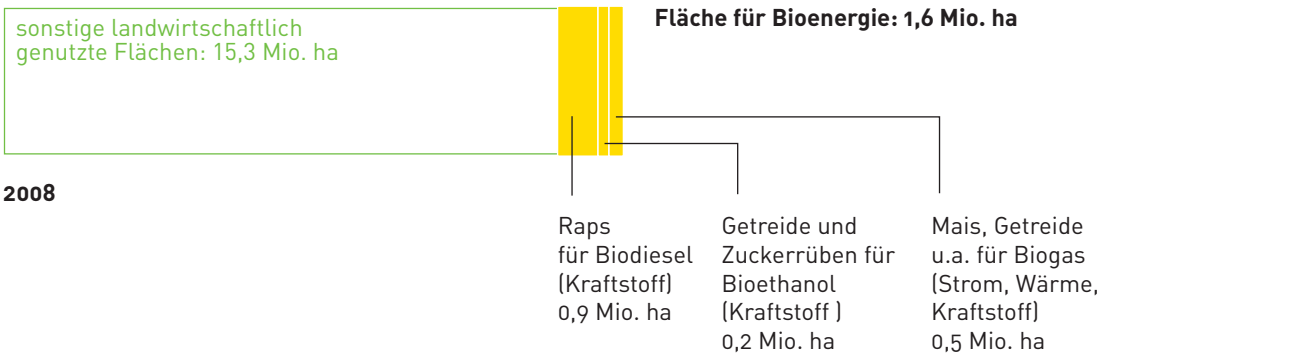


Auf **1,6 Mio. Hektar** der landwirtschaftlich genutzten Flächen Deutschlands wuchsen 2008 Energiepflanzen wie Raps, Mais und andere Getreide, die Strom, Wärme und Kraftstoffe lieferten. Das sind 9,5 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Flächen.

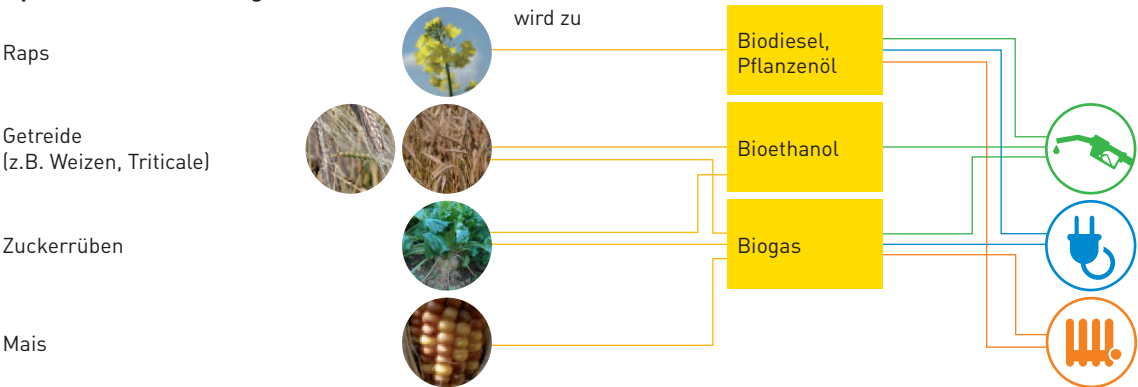
Bis zum Jahr 2020 kann die Anbaufläche für Energiepflanzen auf ca. **3,7 Mio. Hektar** mehr als verdoppelt werden. Dann würde die Bioenergie **21,9 Prozent** der landwirtschaftlich genutzten Flächen belegen.

Woher die Bioenergie kommt: Acker- und Grünland

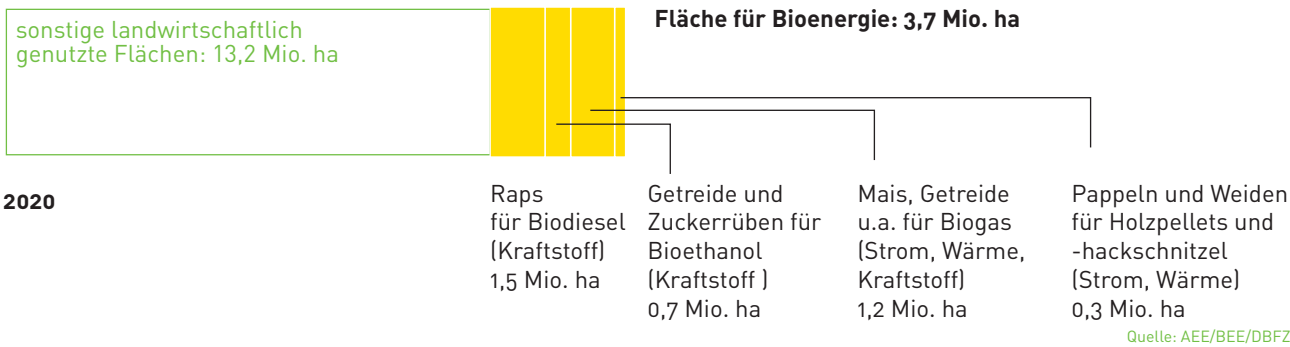
Was wächst heute wofür auf den Flächen für Bioenergie?



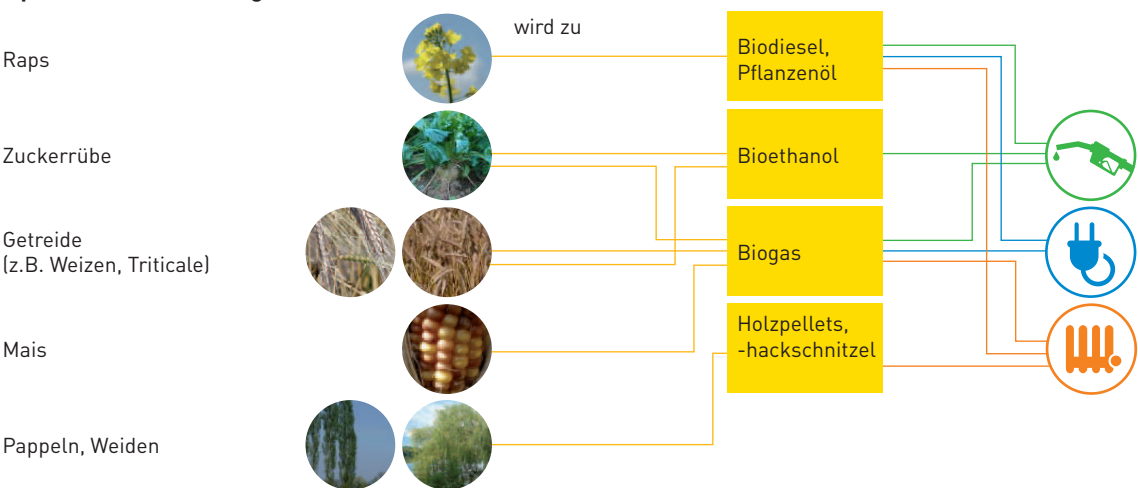
Welche Energiepflanzen werden wie genutzt?



Was wächst 2020 wofür auf den Flächen für Bioenergie?

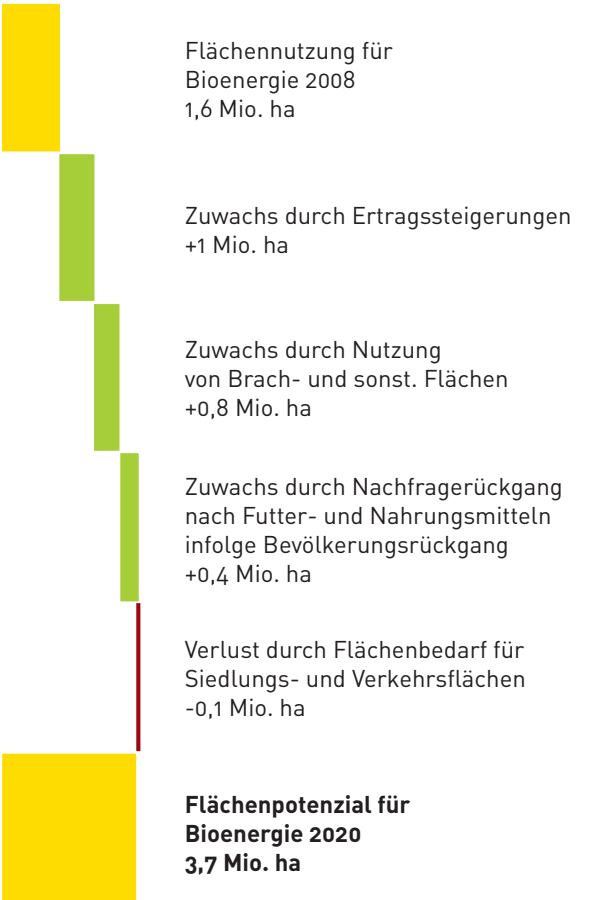


Welche Energiepflanzen werden wie genutzt?



Woher kommen die zusätzlichen Flächen für Bioenergie?

Flächenpotenzial für Bioenergie bis 2020



Durch den Bevölkerungsrückgang in Deutschland sinkt auch der Bedarf nach Futter- und Nahrungsmitteln sowie nach Siedlungsflächen. Gleichzeitig steigen die Ernteerträge weiterhin leicht an. So werden zusätzliche Flächen für den Anbau von Energiepflanzen frei, ohne dass die Selbstversorgung Deutschlands mit Nahrungsmitteln in Frage gestellt würde. Trotz des steigenden Anteils der Bioenergie gab es 2008 einen deutlichen Überschuss bei der Getreideernte in Deutschland und der EU.

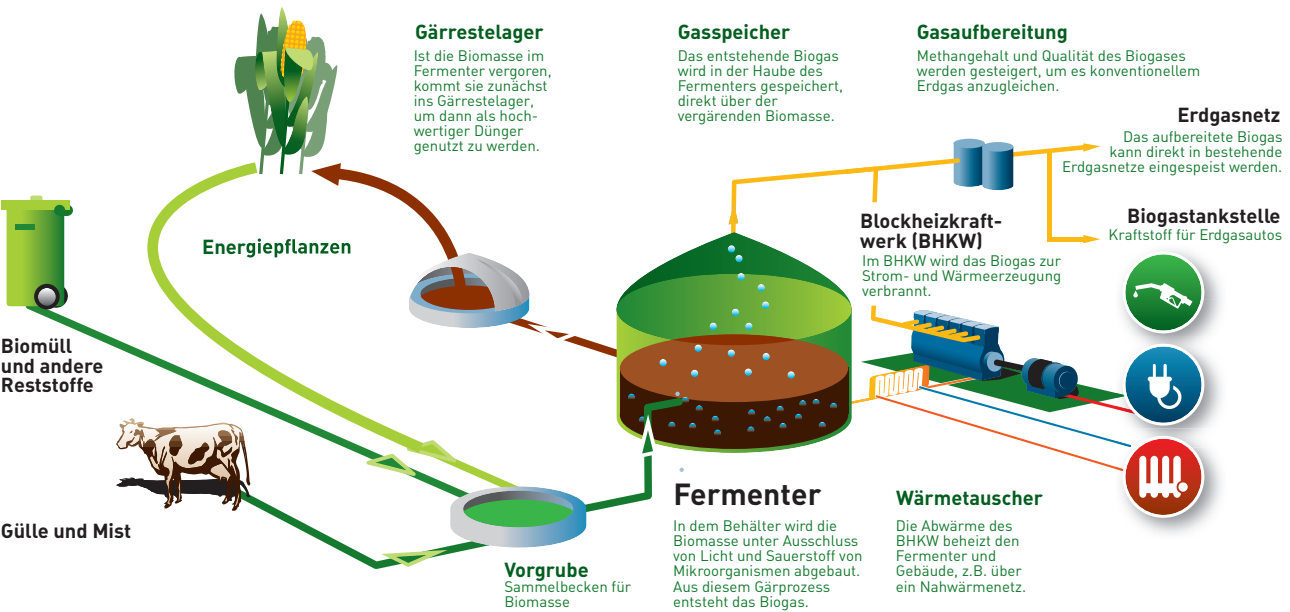
So viel Energie kommt von einem Hektar:



1 ha Mais
= ca. 45 t Ernteertrag
= ca. 9.000 m³ Biogas

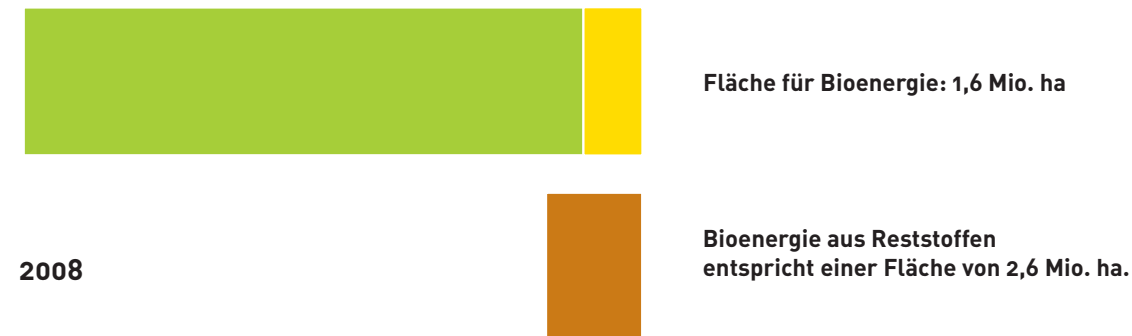
= 18.000 kWh_{el} = Strom für 5 Haushalte
+ 12.000 kWh_{th} = Wärme für 0,6 Haushalte

So funktioniert eine Biogasanlage:
Strom, Wärme und Kraftstoff aus Energiepflanzen und Reststoffen



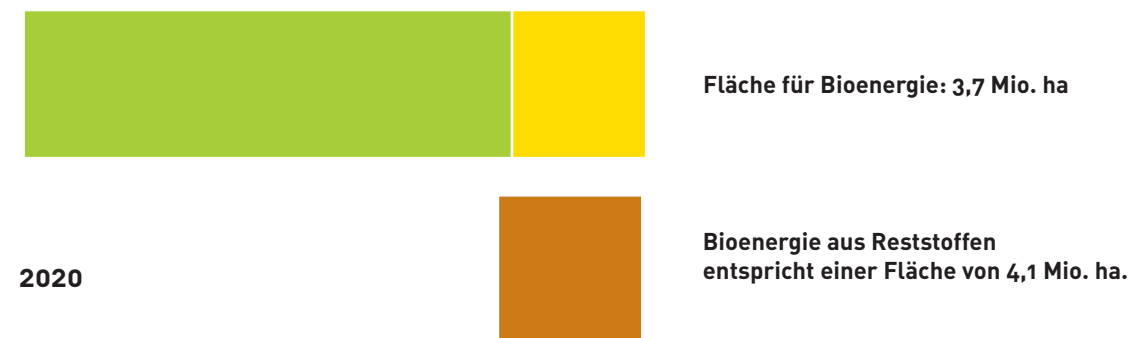
Woher die Bioenergie kommt: Reststoffe

Die für Bioenergie genutzte Menge Reststoffe würde heute einer Fläche von 2,6 Mio. Hektar entsprechen, wenn diese Biomasse eigens angebaut werden müsste. Dabei bleibt noch fast ein Drittel der verfügbaren Reststoffe ungenutzt.



Quelle: AEE/BEE/DBFZ

Die für Bioenergie genutzte Menge Reststoffe würde 2020 einer Fläche von 4,1 Mio. Hektar entsprechen. Fast alle verfügbaren Reststoffe werden dann für Bioenergie genutzt.



Quelle: AEE/BEE/DBFZ

Welche Reststoffe werden wie genutzt?



Woher kommen die zusätzlichen Reststoffe?

Potenzial für Stroh

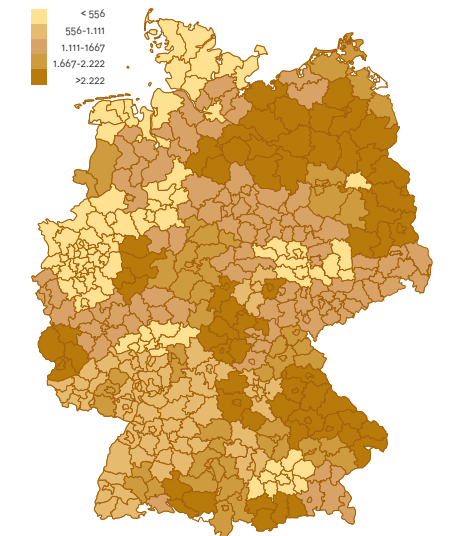
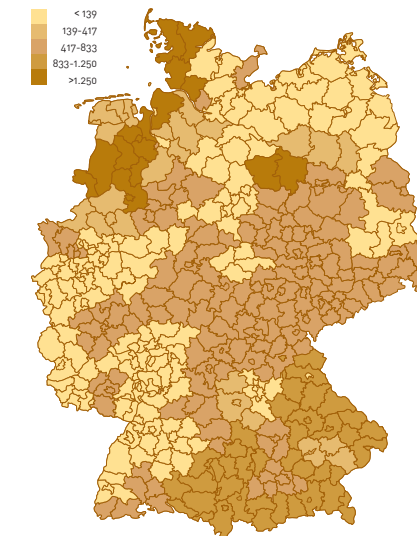
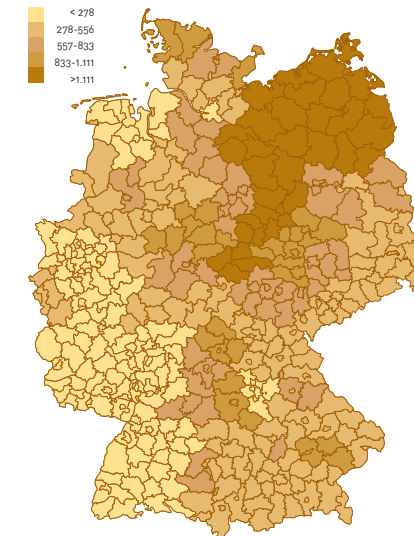
Das Potenzial für die energetische Nutzung von Stroh liegt in mehreren Regionen Nordost- und Mitteldeutschlands bei über 1.000 kWh pro Person. Wird es in Biogasanlagen eingesetzt, ließe sich damit z.B. ein Drittel ihres jährlichen Stromverbrauchs abdecken.

Potenzial für Gülle

Das Potenzial für die energetische Nutzung von Gülle und anderen tierischen Exkrementen liegt in mehreren Regionen Norddeutschlands bei über 1.000 kWh pro Person. Werden diese in Biogasanlagen eingesetzt, ließe sich damit ein Drittel ihres jährlichen Stromverbrauchs abdecken.

Potenzial für Waldrestholz

Das Potenzial für die energetische Nutzung von Waldrestholz liegt in mehreren Regionen Nordost- und Süddeutschlands bei über 2.000 kWh pro Person. Wird es in Holzkraftwerken eingesetzt, ließen sich damit – neben Wärme – zwei Drittel ihres gesamten jährlichen Stromverbrauchs abdecken. Dabei ist das Potenzial von Altholz und Industrierestholz noch nicht berücksichtigt.



Quelle: BBR/BFH

So viel Energie steckt in einem Kuhstall.



30 Rinder
= ca. 540 t Rindergülle
= ca. 13.500 m³ Biogas

= 31.500 kWh_{el} = **Strom für 9 Haushalte**
+ 20.000 kWh_{th} = **Wärme für 1 Haushalt**

So viel Holz wächst jede Sekunde nach.



Im Jahr wachsen in Deutschland etwa 120 Mio. m³ Holz hinzu, das sind 4 m³ Holz pro Sekunde, was einem Würfel mit 1,6 m Kantenlänge gleichkommt.

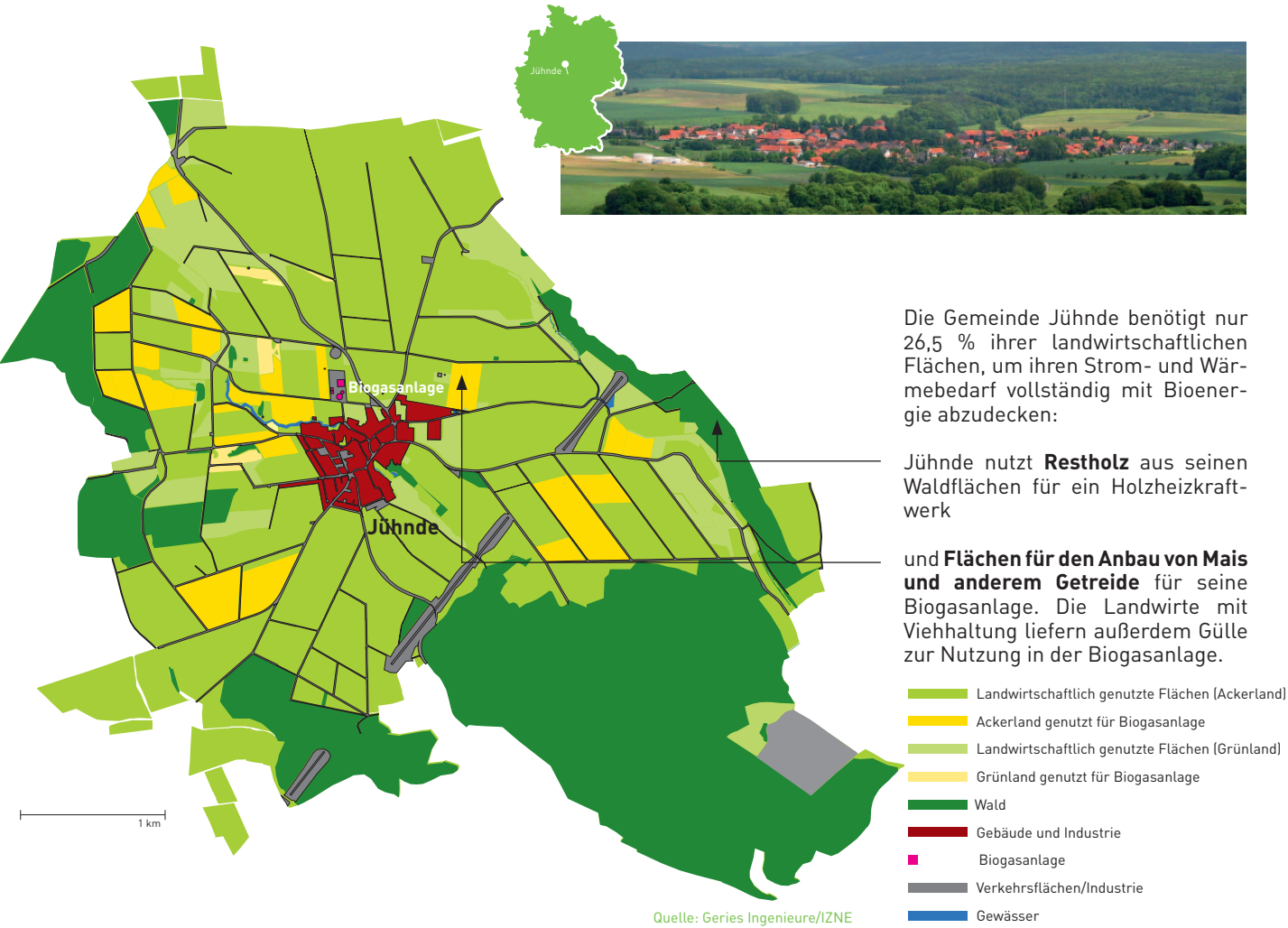
Holzenergie – ausreichender Vorrat für viel Wärme

Mit über 75 Prozent macht Holz heute schon den größten Anteil der erneuerbaren Wärme aus. Der Ausbau der Holzenergie ist darum unerlässlich, um Treibhausgase und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren. Genormte Holzbrennstoffe wie Holzpellets für die Wärmeversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern oder zunehmend für Nahwärmenetze sind mit Wirkungsgraden von über 90 Prozent äußerst effizient. Sie werden mittelfristig einen deutlich höheren Anteil an der regenerativen Wärme ausmachen.

Holz ist – wie Biomasse von Energiepflanzen – ein nachwachsender Rohstoff. Die Entwicklung des Holzvorrats in den deutschen Wäldern zeigt, dass ausreichende Potenziale vorhanden sind, um die energetische Holznutzung auszuweiten. Trotz Orkanshäden (Kyrill 2007) wuchs auch im vergangenen Jahr rund 10 Prozent mehr Holz hinzu, als eingeschlagen wurde. Der deutsche Holzvorrat stieg von rund 3,4 Mrd. m³ im Jahr 2004 auf mehr als 3,6 Mrd. m³ (2008).

Quelle: vTI-Inventarstudie 2008

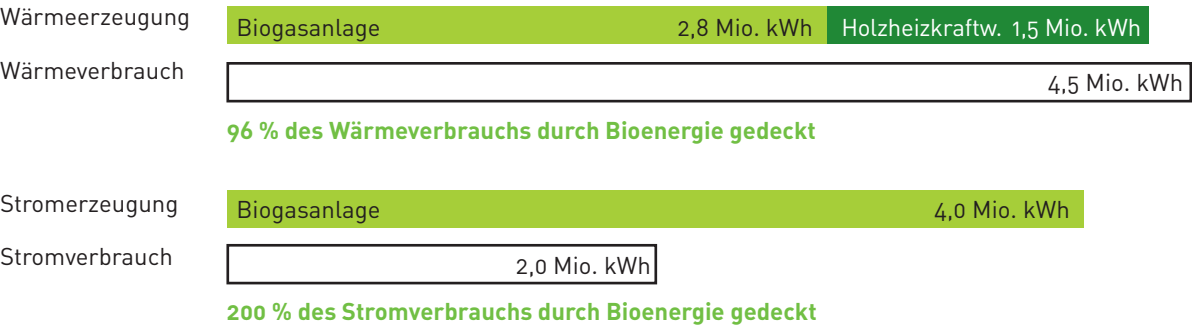
BEISPIEL NIEDERSACHSEN: JÜHNDE VERSORGT SICH SELBST MIT STROM UND WÄRME



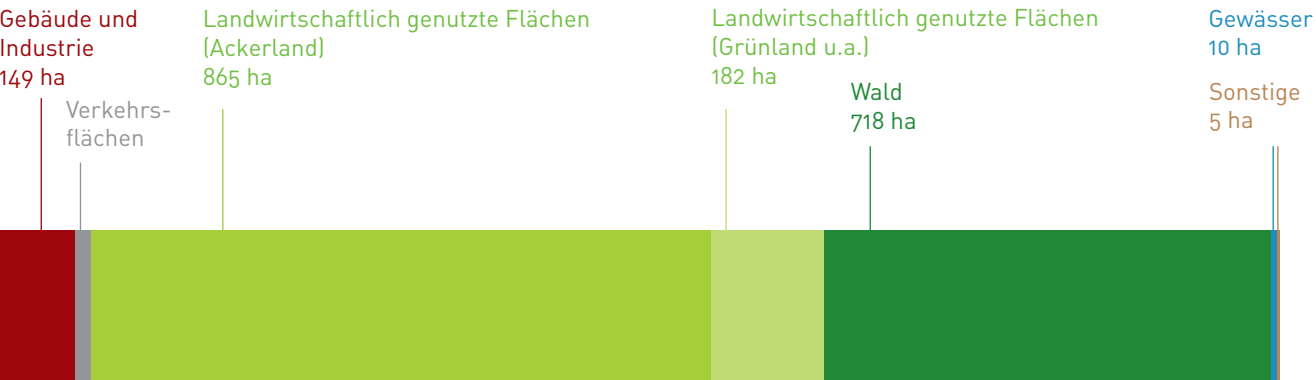
Jühnde ist eine Gemeinde im Süden Niedersachsens mit rund 1.000 Einwohnern. Die Jühnder haben sich 2005 entschlossen, ihre Strom- und Wärmeversorgung vollständig auf Bioenergie umzustellen. Dazu wurden ausschließlich die Potenziale für Bioenergie erschlossen, die das Gemeindegebiet selbst bietet. Die Abwärme der Biogasanlage und das Heizkraftwerk decken den Wärmebedarf von Jühnde fast vollständig.

Die Wärme wird über ein Nahwärmenetz besonders effizient verteilt. Fast alle Haushalte in Jühnde sind an das Nahwärmenetz angeschlossen. Die genossenschaftlich betriebene Biogasanlage liefert mit ihrem Blockheizkraftwerk nicht nur Abwärme, sondern erzeugt auch doppelt so viel Strom wie die Einwohner von Jühnde verbrauchen. Der Strom wird in das lokale Stromnetz eingespeist und regional weitergeleitet.

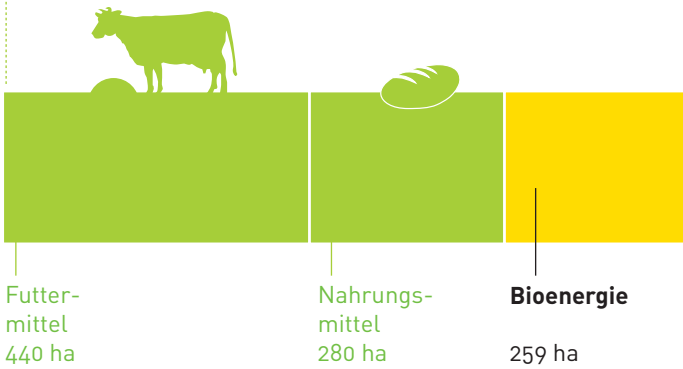
Strom- und Wärmeversorgung aus Bioenergie in Jühnde



Die Fläche von Jühnde ist vor allem von Ackerland, Grünland und Wald belegt.



Futter- und Nahrungsmittel dominieren weiterhin die Flächennutzung in Jühnde.



Bioenergie belegt heute und in Zukunft nur einen kleinen Teil der landwirtschaftlichen Flächen.



Jühnde 2008



Deutschland 2020



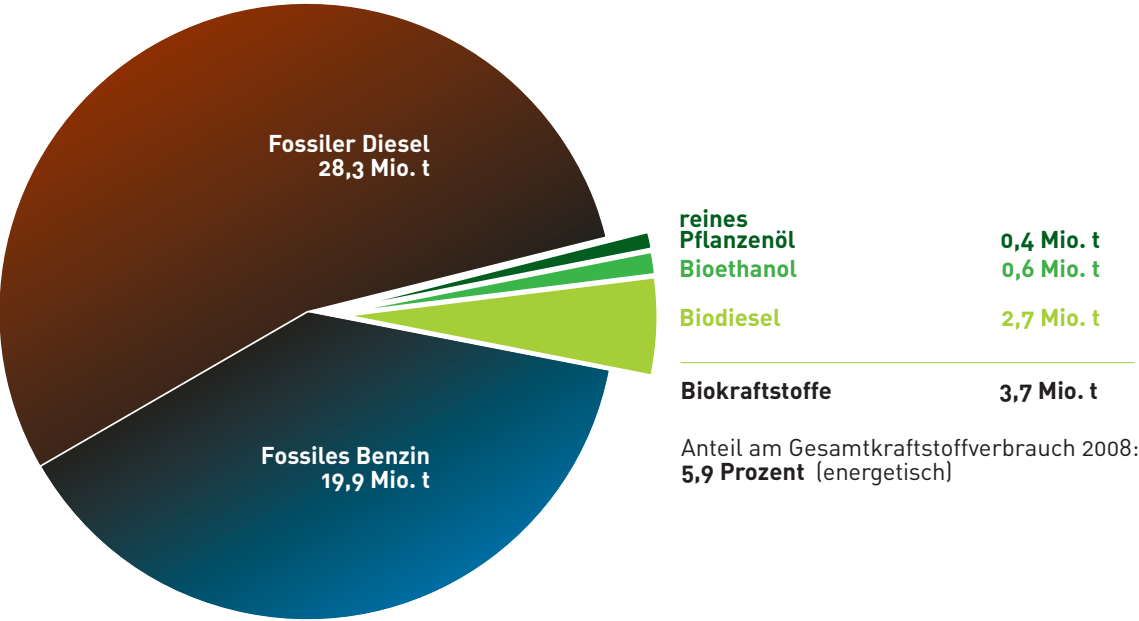
Trotz des Anbaus von Energiepflanzen dominiert sowohl in Jühnde als auch in Deutschland 2020 weiterhin die Produktion von Futter- und Nahrungsmitteln. Der Anteil der Flächen für Bioenergie ist zwar auf rund ein Viertel der landwirtschaftlichen Flächen gestiegen. Damit ist jedoch ein Niveau erreicht, das weiterhin die Selbstversorgung Deutschlands mit Futter- und Nahrungsmitteln erlaubt.

Bioenergie – die Energie der kurzen Wege
Die Bioenergie ist unter den Erneuerbaren Energien der Alleskönner: Sowohl Strom, Wärme als auch Treibstoffe können aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse gewonnen werden. Die Vielfalt der Nutzungsmöglichkeiten wird in Deutschland gerade erst entdeckt.

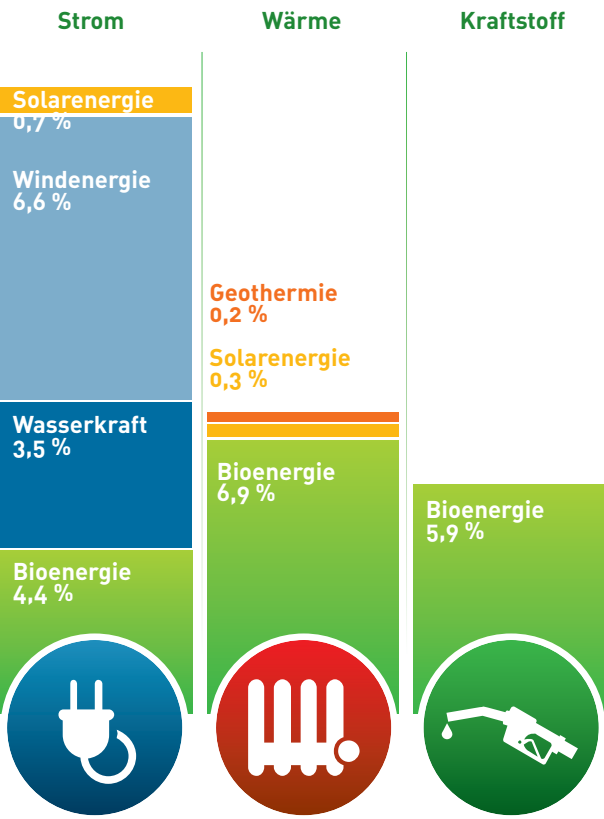
Mit Bioenergie gewinnen die Regionen
Ein dezentraler Ausbau der Bioenergienutzung kann insbesondere die regionale Wertschöpfung stärken: Die Bioenergie bietet der Landwirtschaft ein zusätzliches Standbein. Statt die Energierechnung bei russischen Erdgas-Konzernen und arabischen Ölscheichs zu bezahlen, bleiben die Ausgaben für Energie dann in der Region. Werden lokale Synergien erschlossen und Kreisläufe geschlossen, kann die Nutzung von Bioenergie zum Motor der ländlichen Entwicklung werden und können gleichzeitig Energiekosten deutlich gesenkt werden. Immer mehr Bioenergie-Dörfer und -Regionen machen es vor.

Der zuverlässige Teamplayer
Als flexibel einsetzbare und optimal speicherfähige Quelle Erneuerbarer Energien übernimmt die Bioenergie eine zentrale Rolle in der zukünftigen Energieversorgung, die überwiegend auf Erneuerbaren Energien basieren wird. Im Zusammenspiel mit Wind und Sonne schafft Bioenergie zuverlässig und sicher eine ausschließliche Versorgung mit Erneuerbaren Energien.

Biokraftstoffe und fossiler Kraftstoffverbrauch in Deutschland 2008
(ohne Luft- und Bahnverkehr; in Millionen Tonnen)



Die Bioenergie im Konzert der Erneuerbaren Energien
Anteil am deutschen Energieverbrauch 2008



Stand: Juni 2009

Biogas – effiziente Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung
Biogas wird in Deutschland dezentral in landwirtschaftlichen Biogasanlagen erzeugt. Importe von Biomasse spielen dabei keine Rolle. Die Biogaserzeugung stärkt so die regionale Wertschöpfung, schließt Stoffkreisläufe und nutzt Synergien vor Ort. Biogas bietet der Landwirtschaft ein zusätzliches Standbein zur Diversifizierung ihrer wirtschaftlichen Tätigkeiten.

Blockheizkraftwerke (BHKWs) nutzen Biogas für die Strom- und Wärmeerzeugung. Diese gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) ist besonders effizient. Die Entfernung zu den Verbrauchern überbrücken Strom-, Erdgas-, Mikrogas- oder auch Nahwärmenetze.

Dass besonders große Biogaspotenziale vor allem im dünn besiedelten ländlichen Raum erschlossen werden können, stellt keine Hürde für eine effiziente Biogasnutzung dar. Oft bringt eine gezielte Standortwahl die landwirtschaftlichen Erzeuger und die Wärmeabnehmer zusammen. Ab einer bestimmten Siedlungsdichte und Abnahmemenge lohnt sich auch die Errichtung kleiner, lokal begrenzter Nahwärme- und Mikrogasnetze.

Klimaschützer Bioenergie
Bioenergie – einschließlich der verschiedenen Formen von Biokraftstoffen – macht heute mehr als die Hälfte des Klimaschutz-Beitrags der Erneuerbaren Energien in Deutschland aus. Bioenergie hat 2008 bei uns 56,9 Mio. Tonnen CO₂ vermieden – das ist mehr als alle Treibhausgas-Emissionen der Schweiz zusammen. Biokraftstoffe allein reduzierten 2008 die CO₂-Emissionen um 8,3 Mio. Tonnen – soviel wie München jährlich ausstößt. Wer die Kyoto-Ziele erreichen will, muss auch die Nutzung der Bioenergie massiv voranbringen.

Erfolgreich vor Ort mit Biogas

Biogasanlage mit Mikrogas- und Nahwärmenetz: Das Beispiel Steinfurt
Die Biogasanlage im münsterländischen Steinfurt-Hollich wird von 40 Landwirten aus dem Umkreis der Anlage beliefert. Täglich wird die Anlage mit rund 60 t Maissilage, Mist, Gülle und Ganzpflanzensilage „gefüttert“. Die Landwirte nehmen die Gärreste zurück und setzen diese als wertvollen Dünger ein. Direkt an der Biogasanlage steht ein Blockheizkraftwerk (BHKW) bereit, das Strom und Wärme erzeugt. Das Biogas kann aber auch über eine eigens dafür verlegte Biogasleitung in das 3,5 km entfernte Stadtgebiet geleitet werden. Dort nutzt ein weiteres BHKW das Biogas und beheizt ein Gebäude bzw. speist ein Nahwärmenetz.

Direkteinspeisung von aufbereitetem Biogas: Das Beispiel Straelen
Seit Dezember 2006 speist eine Biogasanlage der Stadtwerke Aachen (STAWAG) aufbereitetes Biogas direkt in das bestehende Erdgasnetz ein. Die STAWAG bereiten in Straelen am Niederrhein Biogas aus einer dortigen Biogasanlage auf Erdgasqualität auf und nutzen das eingespeiste Biogas dann im Stadtgebiet in ihren BHKWs. Sie bieten rund 5.200 Haushalten so eine kostengünstige Strom- und Wärmeversorgung.

Biogas als Kraftstoff: Das Beispiel Jameln/Wendland
Rund 85.000 Erdgasfahrzeuge in Deutschland (weltweit ca. 9,6 Mio.) sind potenzielle Abnehmer von Biogas als Biokraftstoff. Im Juni 2006 ging die erste Biogas-Tankstelle Deutschlands im wendländischen Jameln an den Start. In der Nähe einer bestehenden Tankstelle produziert eine Biogasanlage einer örtlichen Genossenschaft Strom und Wärme für das Strom- bzw. für ein Nahwärmenetz. Ein Teil wird als aufbereitetes Biogas an einer Biogas-Tankstelle für mit Erdgas betriebene Fahrzeuge angeboten. Es ist in Erdgasfahrzeugen voll kompatibel.

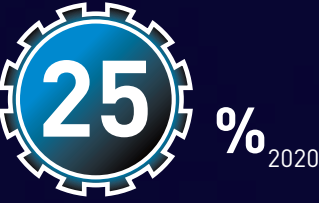


Kraftstoff



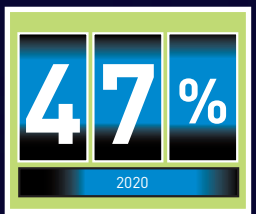
Anteile am Kraftstoffverbrauch (Straße, einschließlich Elektrofahrzeuge) 2020:

Wärme

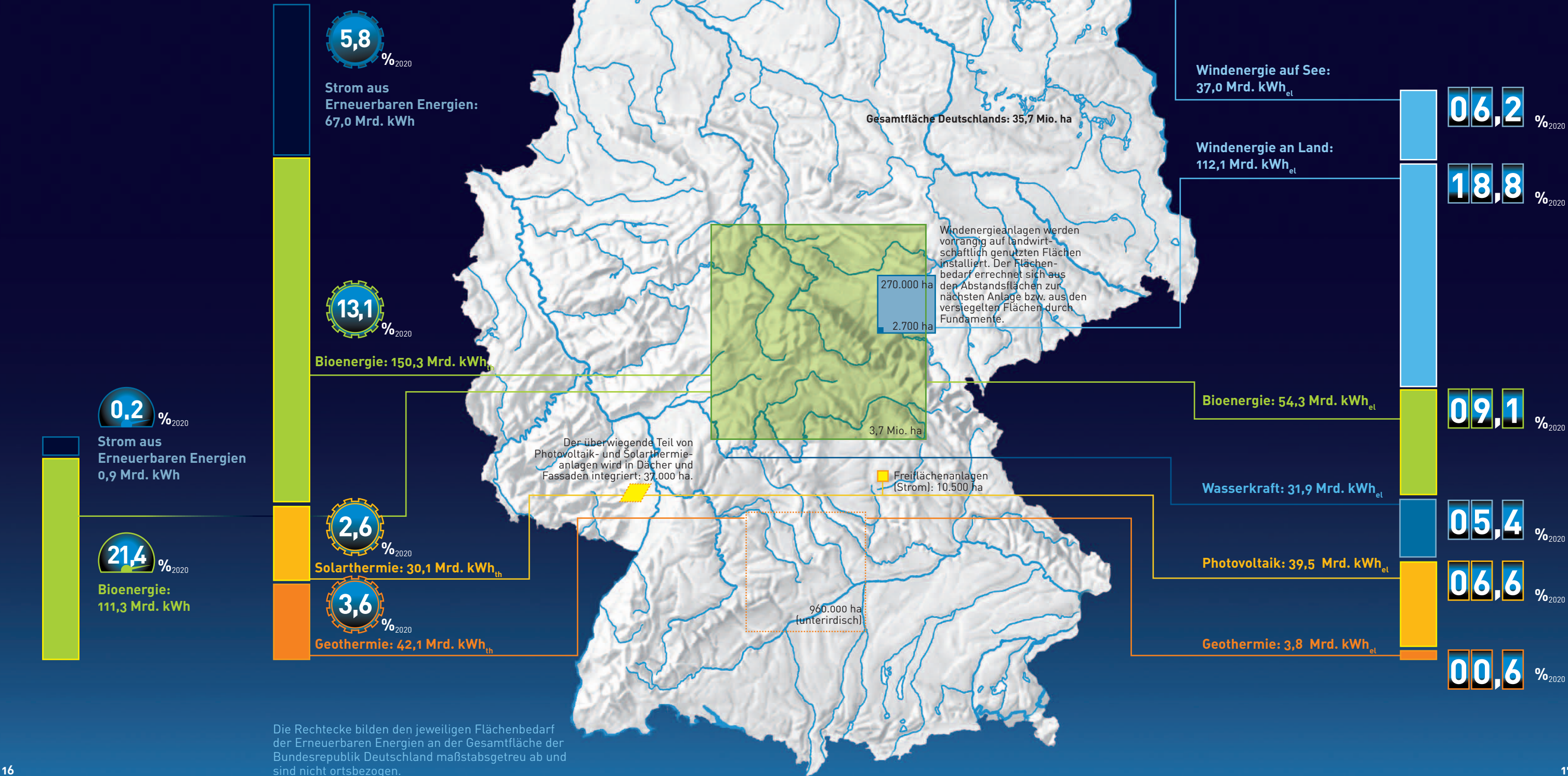


Anteile am Wärmeverbrauch 2020:

Strom



Anteile am Stromverbrauch 2020:



Die Rechtecke bilden den jeweiligen Flächenbedarf der Erneuerbaren Energien an der Gesamtfläche der Bundesrepublik Deutschland maßstabsgetreu ab und sind nicht ortsbezogen.

Windenergie in Deutschland 2008

| | |
|------------------------------|----------------------|
| Installierte Gesamtleistung: | 23.895 MW |
| Neu installierte Leistung: | 1.665 MW |
| Erzeugte Strommenge: | 40,4 Mrd. kWh |
| Anteil am Stromverbrauch: | 6,6 % |
| CO ₂ -Vermeidung: | 30,4 Mio. t |
| Arbeitsplätze: | ca. 85.100 – 98.300* |

* Angabe Bundesverband Windenergie

Solarenergie in Deutschland 2008

| | |
|--------------------------------------|---------------------|
| Installierte Leistung (Strom): | 5.311 MW |
| Neu installierte Leistung (Strom): | 1.500 MW |
| Erzeugte Strommenge: | 4 – 4,3* Mrd. kWh |
| CO ₂ -Vermeidung: | 2,4 – 2,9* Mio. t |
| Installierte Gesamtleistung (Wärme): | 7.900 MW |
| Neu installierte Leistung (Wärme): | 1.200 MW |
| Erzeugte Wärmemenge: | 4,1 – 5,3* Mrd. kWh |
| Anteil am Wärmeverbrauch: | 0,3 % |
| CO ₂ -Vermeidung: | 0,9 – 1,2* Mio. t |
| Arbeitsplätze: | ca. 74.400 |

* Angabe Bundesverband Solarwirtschaft

Erdwärme in Deutschland 2008

| | |
|--------------------------------------|--------------|
| Installierte Gesamtleistung (Wärme): | ca. 1.200 MW |
| Erzeugte Wärmemenge: | 2,5 Mrd. kWh |
| Anteil am Wärmeverbrauch: | 0,2 % |
| Installierte Gesamtleistung (Strom): | 6,6 MW |
| Erzeugte Strommenge: | 18 Mio. kWh |
| Arbeitsplätze: | 9.100 |

Bioenergie in Deutschland 2008

| | |
|----------------------------------------------|---------------|
| Installierte Gesamtleistung (Strom): | 3.453 MW |
| Erzeugte Strommenge (inkl. biogener Abfall): | 27,1 Mrd. kWh |
| Anteil am Stromverbrauch: | 4,4 % |
| CO ₂ -Vermeidung: | 20,7 Mio. t |
| Erzeugte Wärmemenge: | 97,1 Mrd. kWh |
| Anteil am Wärmeverbrauch: | 6,9 % |
| CO ₂ -Vermeidung: | 27,9 Mio. t |
| Biokraftstoffnutzung: | 3,7 Mio. t |
| davon: | |
| Biodiesel | 2,7 Mio. t |
| Bioethanol | 0,6 Mio. t |
| Pflanzenöl | 0,4 Mio. t |
| Anteil am Kraftstoffverbrauch: | 5,9 % |
| CO ₂ -Vermeidung: | 8,3 Mio. t |
| Arbeitsplätze: | ca. 95.800 |

Wasserkraft in Deutschland 2008

| | |
|------------------------------|---------------|
| Installierte Gesamtleistung: | 4.740 MW |
| Erzeugte Strommenge: | 21,3 Mrd. kWh |
| Anteil am Stromverbrauch: | 3,5 % |
| CO ₂ -Vermeidung: | 18,5 Mio. t |
| Arbeitsplätze: | ca. 9.300 |

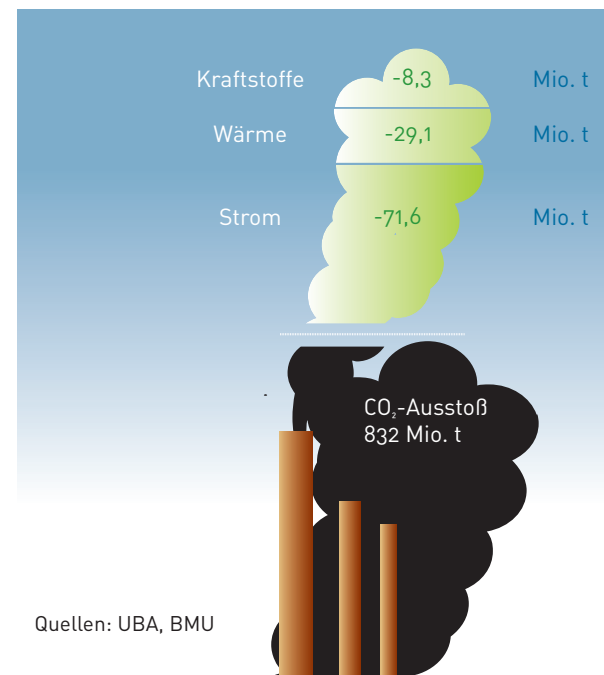
Quelle: BMU

Klimaschützer Erneuerbare Energien

Die Nutzung Erneuerbarer Energien anstelle von Erdöl, Kohle und Erdgas ist der wichtigste Weg zur Erreichung der Reduktionsziele für klimaschädliche Treibhausgase. Allein 2008 vermieden Erneuerbare Energien CO₂-Emissionen von insgesamt 109 Mio. Tonnen. Allein 53 Mio. Tonnen CO₂-Einsparung bewirkte das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zum Ziel hat.

Wird das Ausbaupotenzial im Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor weiterhin gezielt erschlossen und bis zum Jahr 2050 mindestens 50 Prozent der in Deutschland benötigten Energie durch Erneuerbare Energien gedeckt, können rund 370 Mio. Tonnen CO₂ jährlich vermieden werden. Dies entspricht bereits rund 45 Prozent des CO₂-Ausstoßes, der derzeit durch die gesamte Energieerzeugung in Deutschland verursacht wird. Geht man davon aus, dass durch Energieeinsparung und -effizienzmaßnahmen der Energiebedarf bis 2050 erheblich gesenkt wird, steigt der Beitrag der CO₂-Vermeidung durch Erneuerbare Energien entsprechend.

109 Mio. Tonnen CO₂-Vermeidung durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2008



Quellen: UBA, BMU

Deutschland hat unendlich viel Energie. Uns steht die gesamte Palette der Erneuerbaren Energien zur Verfügung – von Sonne, Wind und Wasser bis zu Biomasse und Erdwärme. Erneuerbare Energien können nicht aufgebraucht werden. Sie warten nur darauf, intelligent genutzt zu werden. Angesichts schwindender fossiler Energieträger bieten Erneuerbare Energien heute zuverlässige Lösungen für Strom, Wärme und Mobilität.

Die vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten der Erneuerbaren Energien werden in Deutschland gerade erst erschlossen. Dennoch ist ihr Ausbau eine weltweit einmalige Erfolgsgeschichte, die zeigt, wie Schutz vor Klimaschäden und teuren Brennstoffimporten möglich ist.

Erneuerbarer Strom

Erneuerbare Energien deckten 2008 rund 15 Prozent des deutschen Strombedarfs. Sie haben damit bereits drei Jahre im Voraus die politische Zielmarke von 12,5 Prozent übertroffen, die von der Europäischen Union für das Jahr 2010 vorgesehen war. Noch bis Mitte der 1990er Jahre waren alte Wasserkraftwerke nahezu die einzige Quelle für erneuerbaren Strom in Deutschland. Seitdem hat sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mehr als verdreifacht. Ausbauziel der Bundesregierung ist ein Anteil am Stromverbrauch von mindestens 30 Prozent bis 2020. Die Branche der Erneuerbaren Energien prognostiziert einen Anteil von 47 Prozent.

Erneuerbare Wärme

Auch der Wärmebedarf wird in Deutschland zunehmend durch Erneuerbare Energien gedeckt (Anteil 2008: 7,4 %). Bisher stammt die erneuerbare Wärme überwiegend aus Bioenergie in Form von Holz. Neben dem Heizen mit Holzpellets bieten solarthermische Anlagen sowie Erdwärmepumpen kostengünstige Wärmequellen. Mit steigenden Heizöl- und Erdgaspreisen ist eine verstärkte Nutzung zu erwarten. Ausbauziel der Bundesregierung ist ein Anteil am Wärmeverbrauch von 14 Prozent im Jahr 2020. Die Leitstudie des Bundesumweltministeriums hält eine Steigerung des Anteils auf über 50 Prozent bis 2050 für möglich. Schon für 2020 erwartet die Branche der Erneuerbaren Energien einen Anteil von 25 Prozent.

Erneuerbare Mobilität

Zu Lande, zu Wasser und in der Luft können Personen und Güter mit Erneuerbaren Energien bewegt werden. In weniger als zehn Jahren ist der Anteil der Erneuerbaren Energien am Kraftstoffverbrauch von Null auf 5,9 Prozent im Jahr 2008 gestiegen. Dieser Beitrag wird bisher fast ausschließlich von Biokraftstoffen geliefert, die in Verbrennungsmotoren von Autos und Lkw, in Bahnen, Schiffen und Flugzeugen zum Einsatz kommen können.

Einen steigenden Anteil wird in Zukunft die Elektromobilität bestreiten: Strom aus Erneuerbaren Energien treibt sauber und effizient Elektromotoren in Autos und Motorrädern, in Bussen und Bahnen an. Bis 2050 kann der Anteil der Erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich nach der Leitstudie des Bundesumweltministeriums auf über 50 Prozent steigen. Die Erneuerbare-Energien-Branche prognostiziert bereits für 2020 einen Anteil von 19 Prozent.

Beschäftigungsmotor Erneuerbare Energien

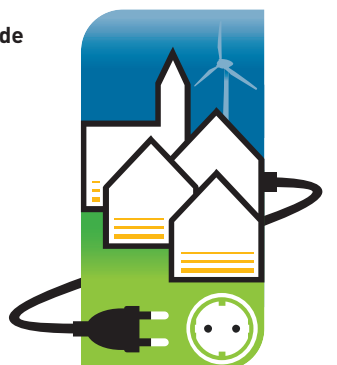
Erneuerbare Energien schaffen Arbeit. Ende 2008 waren ca. 278.000 Menschen mit der Planung, Montage und dem Betrieb von Anlagen in Deutschland beschäftigt. Damit hat sich die Zahl der Arbeitsplätze seit 1998 mehr als vervierfacht und ist allein 2008 um 28.000 gestiegen. Aufgrund der weltweit steigenden Nachfrage nach Erneuerbaren Energien rechnet die Branche damit, im Jahr 2020 in Deutschland über 500.000 Menschen Arbeit zu geben. Ein Großteil wird direkt für den Export von Anlagen und Zubehör arbeiten, um die steigende Nachfrage nach deutscher Erneuerbare-Energien-Technik im Ausland zu erfüllen.

Dabei kommt der Branche die jahrelange erfolgreiche Entwicklung auf dem Heimatmarkt zugute, die sie zu einem weltweiten Technologieführer gemacht hat. Rund 60 Prozent der Unternehmen, so das Ergebnis einer Studie des Wissenschaftsladens (WiLa) Bonn, sind auf der Suche nach zusätzlichen Fachkräften.

Vorteile vor Ort

Zahlreiche Kommunen und Regionen vor allem im ländlichen Raum machen den Aufbau einer Energieversorgung durch heimische Erneuerbare Energien zum Drehpunkt ihrer wirtschaftlichen Entwicklung. Am dezentralen Ausbau der Erneuerbaren Energien kann sich jeder beteiligen, z.B. mit Bürgerwindparks oder Solaranlagen. Bürger, Kommunen, Landwirte sowie kleine und mittelständische Unternehmen fördern so die regionale Wertschöpfung: Installation, Wartung und Betrieb Erneuerbarer-Energien-Anlagen werden meist von lokalen Betrieben wie z.B. Handwerkern und Technikern sowie Land- und Forstwirtschaft getragen. Eine stärkere Eigenversorgung mit Erneuerbaren Energien verringert die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffimporten und ihren steigenden Preisen. Kommunen und Stadtwerke können als Nutzer von Erneuerbaren Energien effektiv Kosten reduzieren, z.B. durch solarthermische Anlagen für ihre Schwimmbäder oder durch die energetische Nutzung von Bioabfällen in Biogasanlagen. Statt die Energierechnung bei russischen Erdgas-Konzernen oder arabischen Ölscheichs zu bezahlen, bleiben die Ausgaben für Energie dann in der Region. Werden lokale Synergien geschaffen und Kreisläufe geschlossen, sind Erneuerbare Energien ein wichtiger Motor wirtschaftlicher Entwicklung.

Mehr Informationen:
www.kommunal-erneuerbar.de



Ausblick

Geplante Investitionen 2005-2020: 200 Mrd. Euro
Zum Vergleich: angekündigte Investitionen der konventionellen Energieversorger in neue Kraftwerke bis 2020: rund 40 Mrd. Euro

| | 2008 | Prognose 2020 |
|------------------------------|-----------------|-----------------|
| CO ₂ -Vermeidung: | 109 Mio. Tonnen | 287 Mio. Tonnen |
| Arbeitsplätze: | 278.000 | 500.000 |
| Einsparung Energieimporte: | 8,3 Mrd. Euro | 50 Mrd. Euro |
| Exportvolumen: | 12 Mrd. Euro | 80 Mrd. Euro |

Impressum

Herausgeber:
Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
Reinhardtstr. 18, 10117 Berlin
Tel.: 030-200 535-50
Fax: 030-200 535-51
E-Mail: kontakt@unendlich-viel-energie.de
Internet: www.unendlich-viel-energie.de

Autoren:
Janine Schmidt, Jörg Mühlhoff
V.i.S.d.P.: Jörg Mayer

Gestaltung: BBGK Berliner Botschaft GmbH
Druck: DMP-Berlin
Redaktionsschluss: November 2009

Die Agentur für Erneuerbare Energien wird getragen von den Unternehmen und Verbänden der Erneuerbaren Energien und unterstützt durch die Bundesministerien für Umwelt und für Landwirtschaft. Sie betreibt die bundesweite Informationskampagne „deutschland hat unendlich viel energie“, die unter der Schirmherrschaft von Prof. Dr. Klaus Töpfer steht.

Aufgabe ist es, über die Chancen und Vorteile einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien aufzuklären – vom Klimaschutz über eine sichere Energieversorgung bis zu Arbeitsplätzen, wirtschaftlicher Entwicklung und Innovationen. Die Agentur für Erneuerbare Energien arbeitet partei- und gesellschaftsübergreifend.

SONDERAUSGABE **BIOENERGIE**

Mehr Informationen über Erneuerbare Energien und den vollständigen Potenzialatlas unter www.unendlich-viel-energie.de

www.unendlich-viel-energie.de



Agentur für
Erneuerbare
Energien

Renews Spezial

Ausgabe 63 / Januar 2013

Hintergrundinformationen
der Agentur für Erneuerbare Energien

Erneuerbare Wärme

Klimafreundlich,
wirtschaftlich,
technisch ausgereift

www.unendlich-viel-energie.de



Autor:

Philipp Vohrer, Jörg Mühlenhoff, Alena Müller, Clemens Nawroth
Stand: Januar 2013 (Überarbeitung des Renew's Spezial Nr. 47)

Herausgegeben von:

Agentur für Erneuerbare Energien e. V.

Reinhardtstr. 18

10117 Berlin

Tel.: 030-200535-3

Fax: 030-200535-51

kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

Unterstützer:

Bundesverband Erneuerbare Energie

Bundesverband Solarwirtschaft

Bundesverband WindEnergie

Bundesverband Wärmepumpe

GtV - Bundesverband Geothermie

Bundesverband Bioenergie

Fachverband Biogas

Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie

Gefördert durch:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Bundesministerium für Ernährung,

Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Inhalt

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| • Der „schlafende Riese“: Bedeutung des Wärmemarktes und Anteil Erneuerbarer Energien | 4 |
| - Wärmesektor und Heizungsmarkt in Deutschland – eine Bestandsaufnahme | 4 |
| - Erneuerbare Wärmeerzeugung: Entwicklung und Ziele | 8 |
| • Politische Förderung erneuerbarer Wärme – Anspruch und Wirklichkeit | 9 |
| - Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz | 9 |
| - Das Marktanreizprogramm | 10 |
| - Herausforderung: Haushaltsunabhängiges Förderinstrument für erneuerbare Wärme | 12 |
| • Klimaschutzeffekte durch erneuerbare Wärme | 13 |
| • Kostensenkung durch erneuerbare Wärme | 14 |
| - Umstieg von fossiler Altheizung auf erneuerbare Wärme | 15 |
| • Erneuerbare Energien – welche Technologien stehen zur Verfügung? | 17 |
| - Bioenergie – Beispiel Holzpellettheizung | 17 |
| - Sonnenenergie – Beispiel Solarthermie | 19 |
| - Erdwärme (Geothermie) und Umweltwärme | 20 |
| • Zusammenfassung | 21 |
| • Quellen und weitere Informationen | 22 |

Der „schlafende Riese“: Bedeutung des Wärmemarktes und Anteil Erneuerbarer Energien

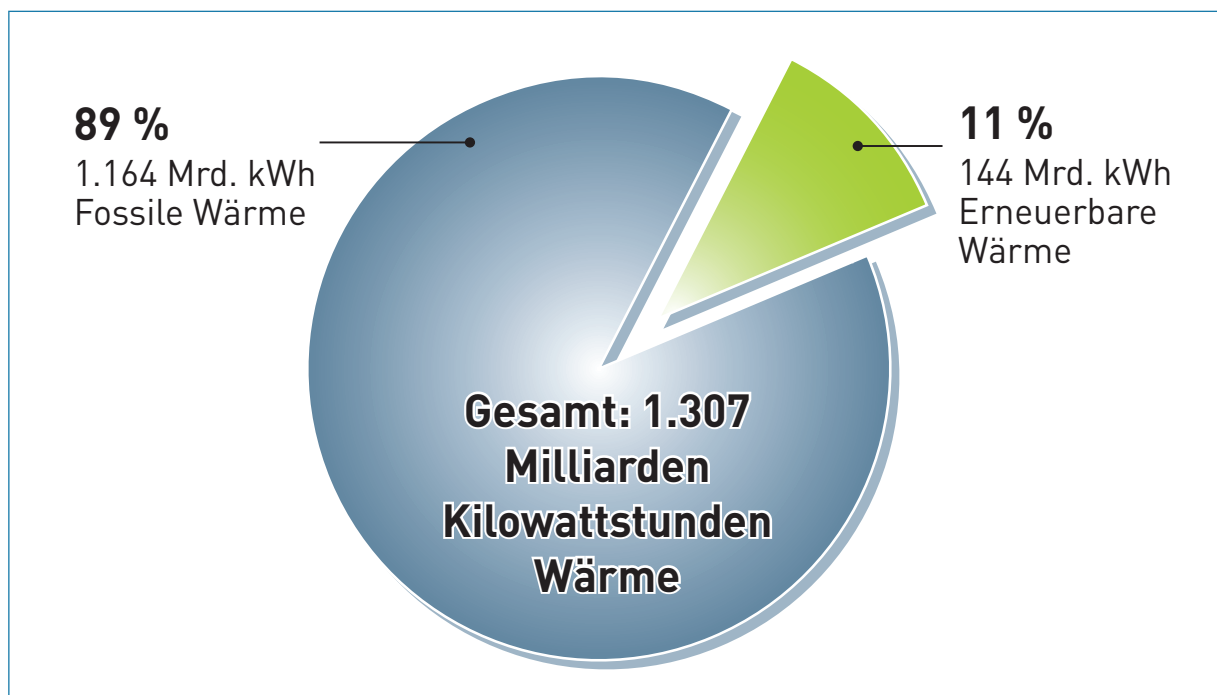
Wärmesektor und Heizungsmarkt in Deutschland – eine Bestandsaufnahme

Beim Energieverbrauch in Deutschland fällt der Bereich Wärme am stärksten ins Gewicht. Etwa die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs (Strom, Wärme, Mobilität) entfällt auf den Wärmesektor. Dabei haben das Heizen von Gebäuden und die Prozesswärme für die Industrie den größten Anteil (62 Prozent). Der Hauptteil des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme entfällt mit 46 Prozent auf die privaten Haushalte, gefolgt von 37 Prozent für die Industrie und 17 Prozent für den Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. Dieser hohe Anteil liegt nicht zuletzt an häufigen Defiziten bei der Gebäudedämmung sowie dem verbreiteten Einsatz veralteter, ineffizienter Heizungsanlagen. Nicht einmal ein Viertel der rund 18 Millionen Feuerungsanlagen in Deutschland ist jünger als zehn Jahre und damit auf dem Stand der Technik. Mehr als 70 Prozent der Öl- und Gasheizungen sind älter als 15 Jahre.

Nach wie vor basieren heute rund vier Fünftel aller Heizsysteme im Wohnungsbestand auf Verbrennungstechnologien. Da der Großteil der Wärmeversorgung in Deutschland immer noch mit fossilen Brennstoffen gedeckt wird, ist der Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂) beträchtlich. Der Wärmemarkt (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) insgesamt hat einen Anteil von rund 40 Prozent an den energiebedingten CO₂-Emissionen. Gleichzeitig sind die Potenziale zur Energie- und Emissionseinsparung im Gebäudebereich gewaltig. Vor diesem Hintergrund wird nachvollziehbar, dass der Wärmebereich häufig als der „schlafende Riese“ im Klimaschutz bezeichnet wird, den es zu wecken gilt. Sowohl mittels einer Verbrauchsreduzierung durch verbesserte Dämmung und effizientere Heizungsanlagen, als auch durch den verstärkten Einsatz regenerativer Energiequellen bei der Wärmeengewinnung.

Erneuerbare und fossile Wärme 2011

Erneuerbare Energien deckten 2011 insgesamt 11 Prozent des deutschen Wärmeverbrauchs

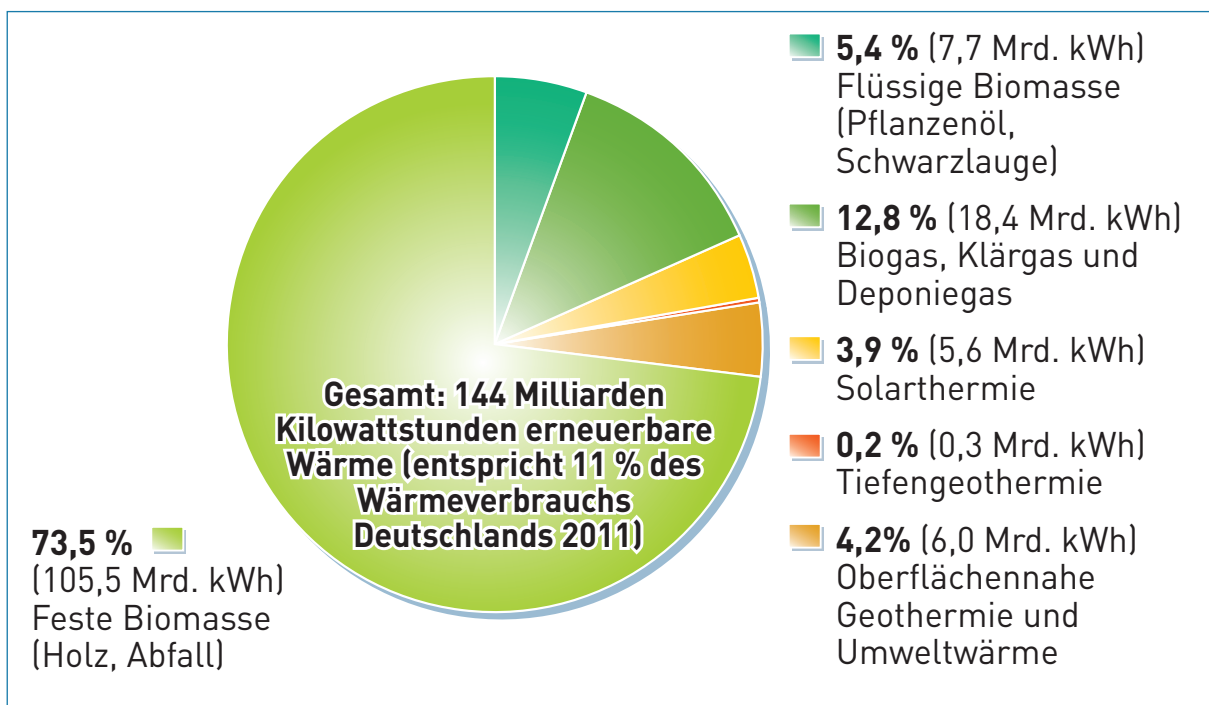


Quelle: BMU; Stand: 07/2012

Mitte 2011 hatten die Erneuerbaren Energien einen Anteil von mehr als zehn Prozent am gesamten Wärmeverbrauch in Deutschland. Das bedeutet eine Verdoppelung des Anteils binnen knapp zehn Jahren und entspricht 144 Milliarden Kilowattstunden (kWh) Wärme. Innerhalb des regenerativen Anteils am Wärmemarkt stellt vor allem die feste Biomasse gut drei Viertel des Angebots. Hier fallen insbesondere die circa 15 Millionen Einzelfeuerstätten (Scheitholzöfen und -kamine) ins Gewicht sowie in geringerem Umfang die Holzzentralheizungen (ca. 185.000 Holzpellettheizungen, ca. 90.000 Scheitholzheizungen und ca. 11.000 Hackschnitzelheizungen bis 100 Kilowatt (kW) Leistung). Einzelfeuerstätten wie Scheitholzöfen und -kamine dienen im Gegensatz zu Holzzentralheizungen in der Regel nicht der ganzjährigen automatisierten Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser für Gebäude, sondern beheizen oft nur einzelne Räume. Andere feste Bioenergieträger wie z.B. Abfall, aber auch flüssige Bioenergieträger wie Pflanzenöl und Schwarzlauge sowie gasförmige Bioenergieträger wie Wärme aus Biogas, Klärgas und Deponiegas spielen bisher eine nur geringe Rolle. Ihr Beitrag zur erneuerbaren Wärmeversorgung liegt bisher auf einem ähnlich niedrigen Niveau wie Solarthermie, Erdwärme und Umweltwärme (z.B. aus Umgebungsluft oder Abwasser).

Wärme aus Erneuerbaren Energien 2011

Bioenergie ist das Schwergewicht im regenerativen Wärmemarkt

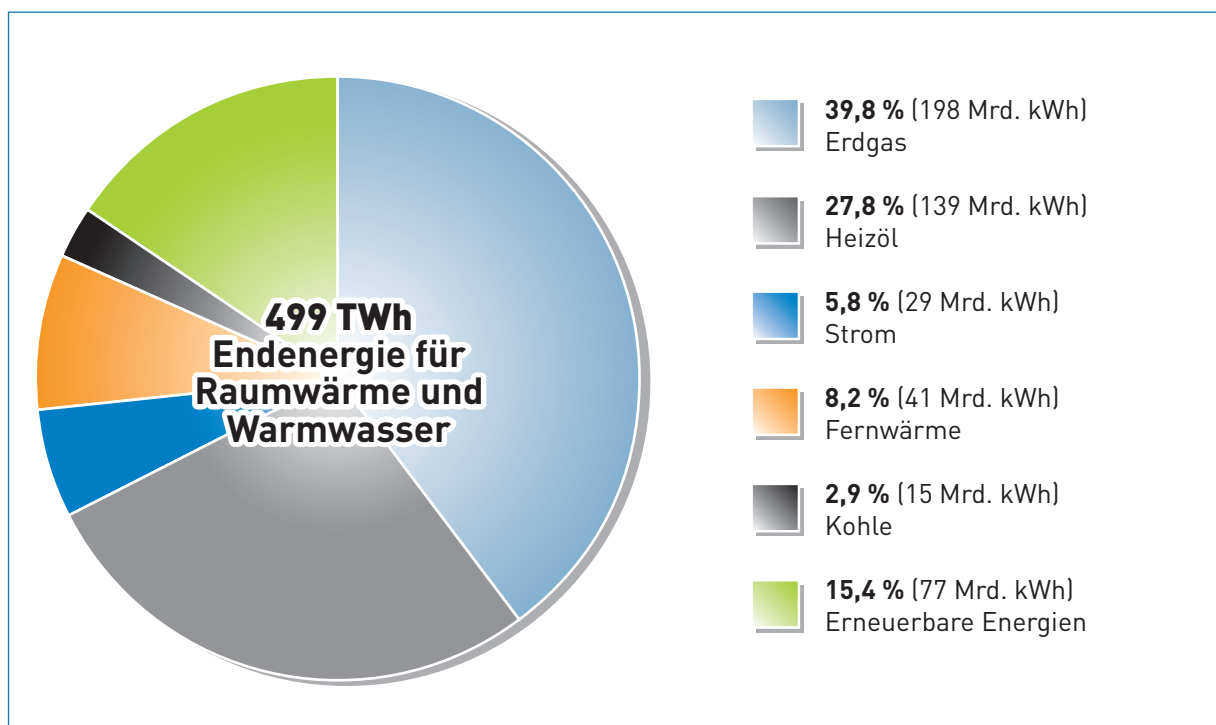


Quelle: BMU; Stand: 7/2012

Ein Viertel des regenerativen Anteils am Wärmemarkt ergibt sich aus Wärme aus Biogas, Pflanzenöl, Solarthermie und Erd- bzw. Umweltwärme. 2011 waren in deutschen Gebäuden 500.000 Wärmepumpen und 1,7 Millionen Solarthermieanlagen installiert. Erneuerbare Energien hatten 2009 einen Anteil von rund neun Prozent an der in Netzen verteilten Wärme. Darunter ist z.B. Wärme aus Biogasanlagen zu verstehen, die über Nahwärmenetze an Endverbraucher geleitet wird. Die so genannte tiefe Geothermie, bei der heißes Wasser aus einer Tiefe von mindestens 400 bis mehreren Tausend Metern gefördert und direkt zur Nah- oder Fernwärmeversorgung genutzt wird, spielt deutschlandweit noch eine relativ geringe Rolle.

In der Hälfte aller zwischen 2009 und 2011 errichteten Neubauten wurden Wärmeerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien eingesetzt. Unter den dezentralen (nicht wärmenetzgebundenen) Technologien wurden am häufigsten Wärmepumpen verwendet (in 27 Prozent der Neubauten), gefolgt von Solarthermieranlagen (in etwa 20 Prozent der Neubauten) und von Anlagen zur Nutzung fester Biomasse, z.B. Holzpellettheizungen (in etwa 5 bis 7 Prozent der Neubauten). Allerdings ist die Bedeutung des Neubausektors für die Entwicklung des Gesamtbestands von Wärmequellen relativ gering, da hier nur niedrige Zubauraten zu verzeichnen sind. Lediglich für die Technologien Wärmepumpe und zentrale Biomasseheizungen ist dieser Sektor relevanter. Im Jahr 2011 wurden etwa 60 Prozent der zugebauten Wärmepumpen und etwa ein Drittel der Biomasse-Zentralheizungen in neue Gebäude eingebaut. Bei Solarthermieranlagen wird derzeit nur rund jede siebte Anlage auf Neubauten errichtet.

Wärmeverbrauch in privaten Haushalten 2011



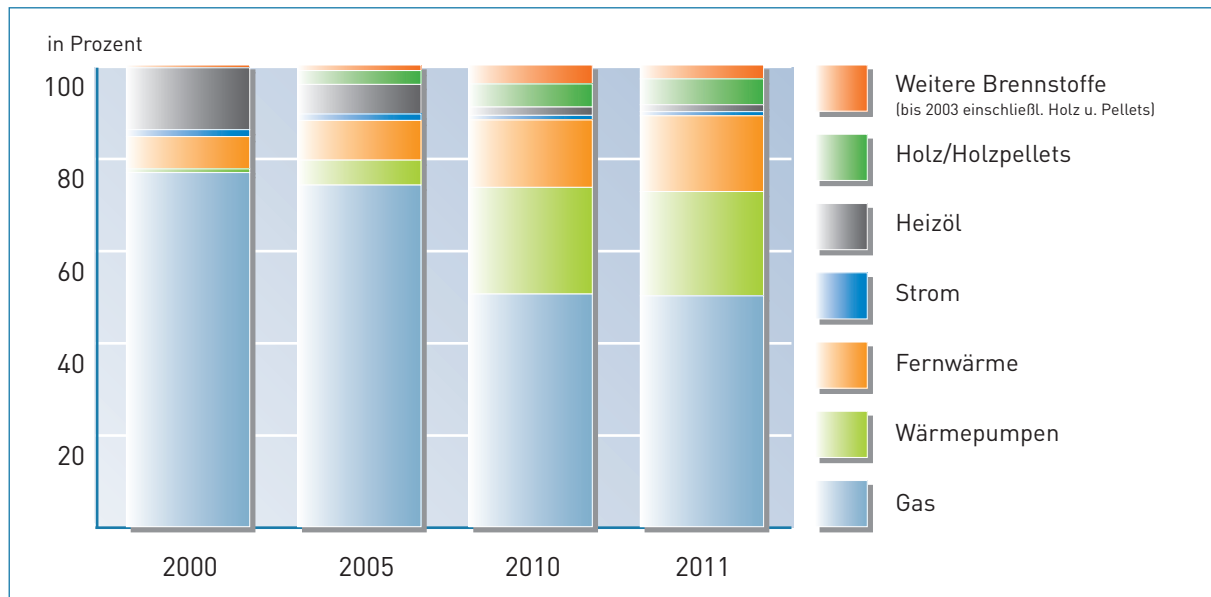
Quelle: BMWi 2012, Stand 11/2012

Technisch ausgereift und von zahlreichen Anbietern erhältlich sind:
(Funktionsbeschreibung verbreiteter Technologien: siehe ab Seite 17)

- Solarthermieranlagen zur Heizungsunterstützung und/oder Warmwasserbereitung,
- Wärmepumpen zur heiztechnischen Nutzung der Erd-, Grundwasser- oder Außenluftwärme,
- diverse Biomasse-Heizungen zur reinen Wärmenutzung oder Kraft-Wärme-Kopplung (d.h. Strom- und Wärmeproduktion), vom einzelnen Kaminofen mit Scheitholzbefuerung über Holzpellet-Zentralheizungen bis zu Mikro-Blockheizkraftwerken auf Biogas- oder Pflanzenölbasis,
- große Heizwerke oder Heizkraftwerke auf Biomassebasis (Holzhackschnitzel und andere Resthölzer) oder Pflanzenöl- bzw. Biogas-/Klärgas-/Deponiegas-Blockheizkraftwerke zur Wärmeversorgung größerer Industrie- und Gebäudekomplexe oder – via Nahwärmenetz – ganzer Wohnviertel.

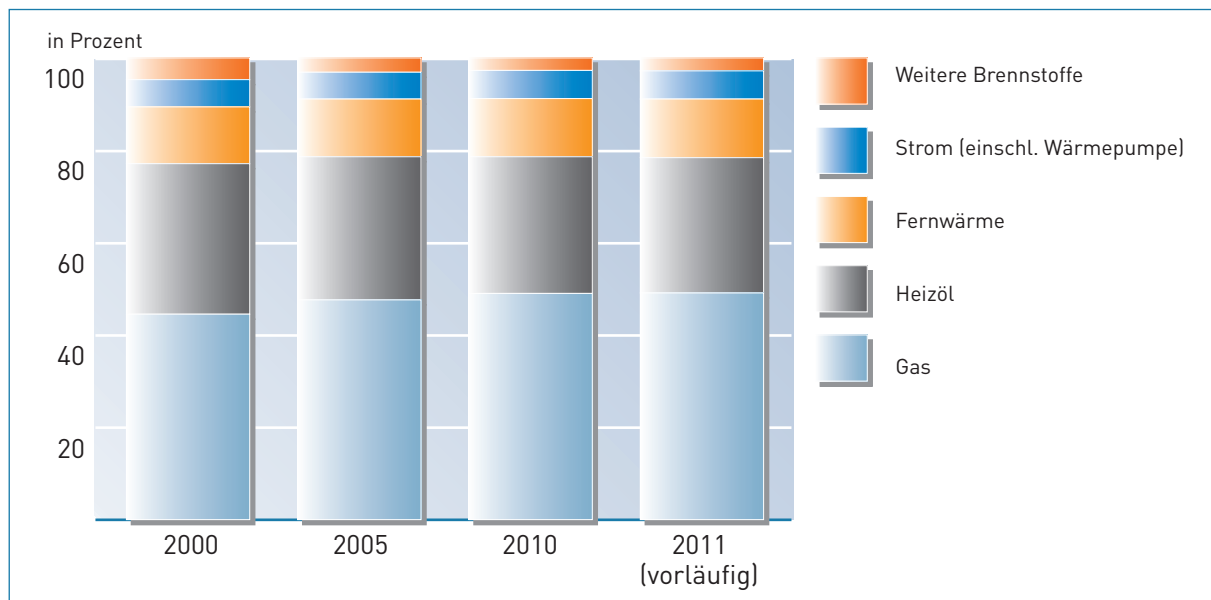
Beheizungsstruktur neuer Wohnungen

Heizsysteme in zum Bau genehmigten Wohneinheiten



Trotzdem sprechen Experten von einem Modernisierungstau in deutschen Heizkellern. Im Jahr 2011 wurden 16 Prozent weniger Heizungen eingebaut als noch 2006. 78 Prozent der Heizanlagen in Deutschland sind weiterhin nicht auf dem aktuellen Stand der Technik und verbrauchen im Vergleich zu modernen Anlagen unnötig viel Energie.

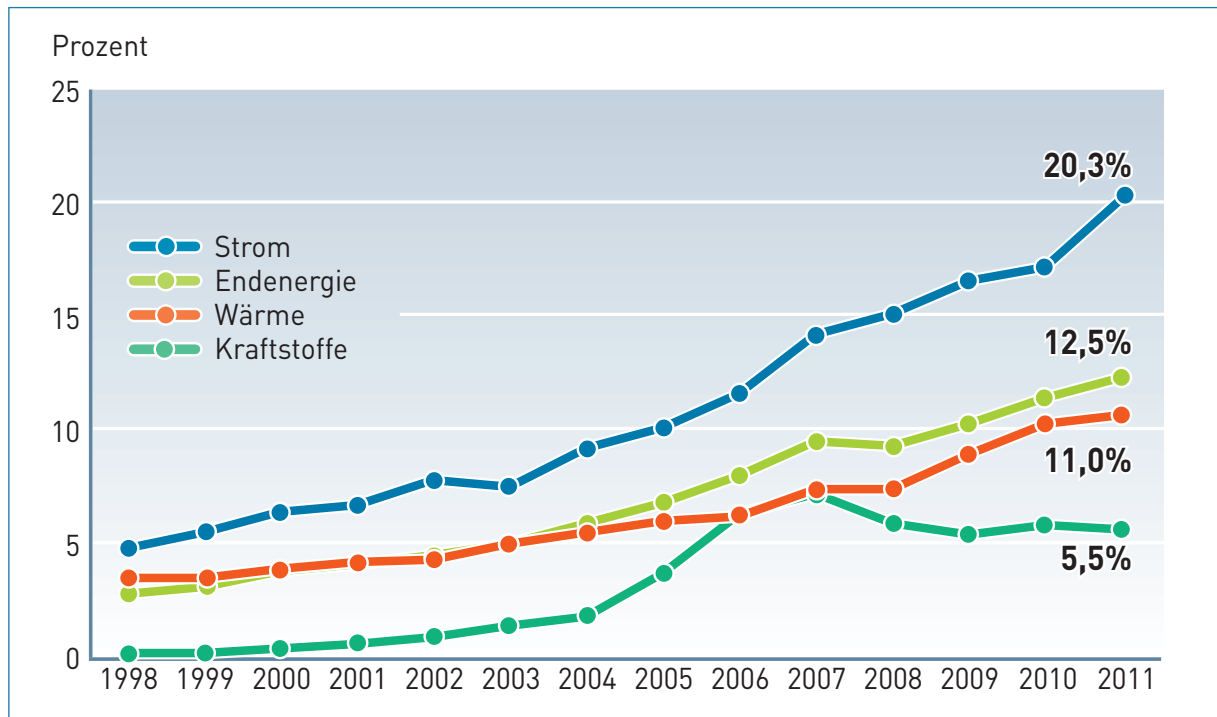
Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes



Erneuerbare Wärmeerzeugung: Entwicklung und Ziele

Das Potenzial der Erneuerbaren Energien im Wärmebereich ist derzeit erst zu einem kleinen Teil erschlossen. Es ist im Hinblick auf die deutschen Klimaschutzverpflichtungen unverzichtbar, den regenerativen Anteil an der Wärmeenergie in Deutschland rasch und deutlich zu steigern. Gleichzeitig können sich die Bürger durch diese Strategie vor steigenden Heizöl- und Erdgaspreisen schützen.

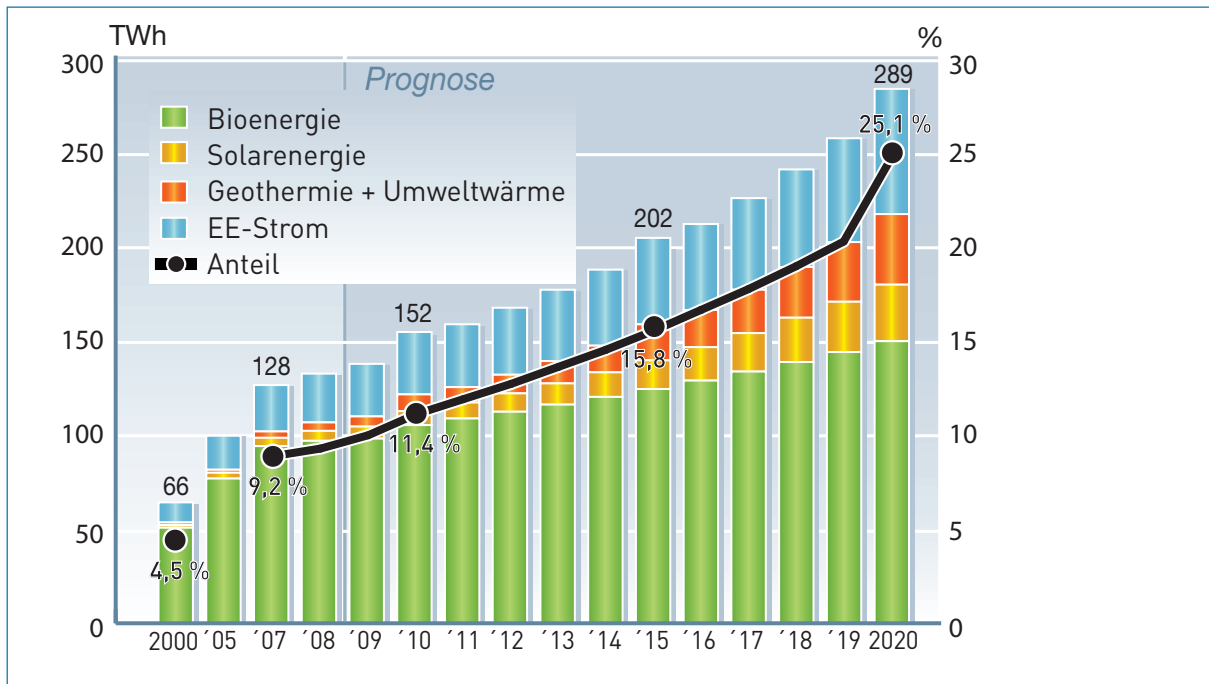
Anteil Erneuerbarer Energien am Energieverbrauch in Deutschland 1998-2011



Quelle: BMU; Stand 7/2012

Es ist Ziel der Bundesregierung, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. In Zukunft sollen die Gebäude nur noch einen sehr geringen Energiebedarf aufweisen und der verbleibende Verbrauch überwiegend durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Bis 2020 soll sich laut Energiekonzept der Endenergiebedarf für Wärme des Gebäudebestandes um 20 Prozent reduziert haben. Weiterhin soll der Neubaustandard schrittweise an den Niedrigstenergiegebäudestandard herangeführt werden. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch von Wärme soll sich bis zum Jahr 2020 auf mindestens 14 Prozent erhöhen. Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) geht von einer wesentlich dynamischeren Entwicklung aus – entsprechende politische Rahmenbedingungen vorausgesetzt (siehe auch der BEE-Vorschlag für eine „Erneuerbare-Wärme-Prämie“). Bis 2020 könnte sich der Beitrag Erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung auf 25 Prozent mehr als verdoppeln. (In dieser Annahme ist auch ein Anteil von erneuerbarem Strom enthalten, der etwa für den Betrieb der Wärmepumpen und anderer Anlagen erforderlich ist.) Die aller Voraussicht nach steigenden Preise für Heizöl und Erdgas würden diese Entwicklung beschleunigen.

Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Anteil am Wärmeverbrauch



Quelle: Branchenprognose, Stand 10/2009

Politische Förderung erneuerbarer Wärme – Anspruch und Wirklichkeit

Da der Umstieg auf erneuerbare Wärme nicht in dem Tempo voranschreitet, wie es für das Erreichen der Klimaschutzziele erforderlich wäre, fördert die Bundesregierung die Nutzung Erneuerbarer Energien für die Wärmeversorgung mittels verschiedener Instrumente.

Insbesondere die hohe Anfangsinvestition in eine neue Heizungsanlage bildet eine entscheidende Hürde für viele wechselwillige Hausbesitzer. Daher leisten Zuschüsse und/oder zinsgünstige Kredite aus dem Marktanreizprogramm (MAP) der Bundesregierung die mit Abstand wichtigsten Anreize im Altbaubereich. Eine gesetzliche Vorschrift, das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), regelt bei Neubauten, dass ein gewisser Mindestanteil der Wärmeversorgung durch Erneuerbare Energien zu erfolgen hat.

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Jeder Eigentümer eines neuen Gebäudes muss seit 2009 seinen Wärme- und Kälteenergiebedarf – abhängig von der konkret genutzten Energiequelle – zu einem bestimmten Anteil mit erneuerbaren Energiequellen decken:

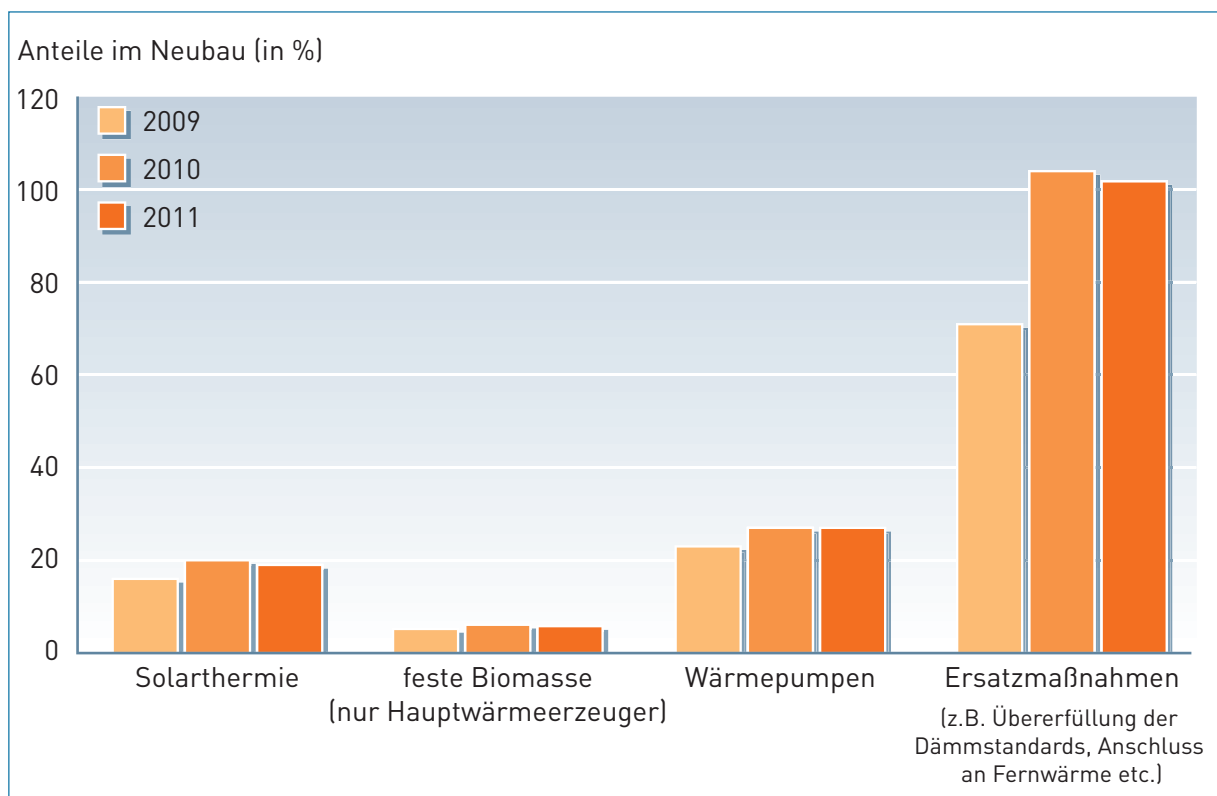
- bei Nutzung von Solarthermie zu mindestens 15 Prozent,
- bei Nutzung von Biogas zu mindestens 30 Prozent und
- bei Nutzung von Geothermie und Umweltwärme (z.B. Wärmepumpen) sowie fester und flüssiger Biomasse (z.B. Holzpellets oder Pflanzenöl) zu mindestens 50 Prozent.

Alternativ erkennt das Gesetz auch zusätzliche Dämmmaßnahmen oder die Wärmeversorgung aus Fernwärmenetzen, Abwärme oder Kraft-Wärme-Kopplung an. Seit Mai 2011 verpflichtet das Gesetz auch die Besitzer und Eigentümer öffentlicher Bestandsgebäude zum anteiligen Einsatz Erneuerbarer Energien nach einer grundlegenden Sanierung. Bundesländer können eigene, über die Vorgaben des EEWärmeG hinausgehende Gesetze erlassen. In Baden-Württemberg gilt im Gebäudebestand z.B. weiterhin das bereits am 01. Januar 2008 eingeführte baden-württembergische Erneuerbare-Wärme-Gesetz. Dort greift auch beim Austausch der Heizungsanlage in einem Altgebäude eine Pflicht zur anteiligen Nutzung erneuerbarer Wärme.

In Zukunft sind gesetzliche Vorgaben für den Gebäudebestand zu erwarten. Die europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Richtlinie 2009/28/EG) fordert bis Ende 2014, dass Mitgliedstaaten in ihren Bauvorschriften und Regelwerken klären, wie in neuen und in bestehenden Gebäuden, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden, ein Mindestmaß an Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt wird.

Wärmeerzeugung im Neubau

Anteil der beheizten und im Bezugsjahr fertig gestellten Gebäude, die eine oder mehrere Erneuerbare-Energien-Anlagen bzw. Ersatzmaßnahmen im Sinne des EEWärmeG nutzen.



Quelle: BMU; Stand 12/2012

Das Marktanreizprogramm

Das Programm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm, MAP) soll im dominierenden Bereich der Bestandsgebäude die Modernisierung und den Umstieg auf Erneuerbare Energien vorantreiben. Das MAP umfasst zwei Förderteile: Zum einen gewährt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) Investitionskostenzuschüsse für kleinere Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien im dominierenden Bereich der Bestandsgebäude. Das Angebot zielt zumeist auf private Investoren im Ein- und

Zweifamilienhausbereich. Zum anderen werden zinsverbilligte Darlehen mit Tilgungszuschüssen für Großanlagen im Rahmen des KfW-Programms vergeben, die häufig im gewerblich-kommunalen Bereich realisiert werden. Das MAP fördert außerdem Maßnahmen im Neubau, die über die gesetzlich vorgeschriebenen Mindestmaßnahmen hinausgehen (siehe EEWärmeG). Inzwischen können auch solarthermische Anlagen in neu errichteten Mehrfamilienhäusern oder in neuen Gewerbegebäuden bezuschusst werden. Bei Verwendung solarer Prozesswärme in Gewerbe und Industrie werden bis zu 50 Prozent der Nettoinvestitionskosten erstattet. Außerdem unterstützt der Gesetzgeber auch Stadtwerke und Energiedienstleister, wenn sie ihre Kunden im Rahmen von Contracting mit Wärme aus solarthermischen Anlagen, Biomasseanlagen oder Wärmepumpen versorgen.

Das MAP ist das einzige bundeseinheitliche Förderprogramm für erneuerbare Wärme im Altbaubereich. Daher kommt ihm eine besondere Bedeutung zu, selbst wenn die gewährten Zuschüsse letztlich nur einen geringen Amortisationsbeitrag zu den Kosten eines Heizungsaustauschs leisten. Dies wurde in der Vergangenheit immer wieder deutlich, wenn die Mittel im MAP aufgrund von Haushaltsengpässen reduziert oder gänzlich gesperrt wurden, wie im Bereich der über die BAFA geförderten Kleinanlagen 2010 geschehen. Die unmittelbar auf solche Schwankungen folgende Verunsicherung der Investoren führte stets zu spürbarer Investitionszurückhaltung und bremste damit den Umstieg auf erneuerbare Wärme empfindlich. Im Gegensatz dazu ist im Bereich der über die KfW geförderten größeren Anlagen ohne Förderstopp eine stetige Entwicklung zu beobachten. Diese Erfahrung macht deutlich, dass eine verlässliche und planbare Förderung für eine stetige Marktentwicklung erforderlich ist.

Bedeutung des Marktanreizprogramms:

- **Löwenanteil Gebäudebestand:** 2011 wurden nach Angaben des Statistischen Bundesamtes deutschlandweit 125.000 neue Wohn- und Nichtwohngebäude errichtet. Demgegenüber umfasst der Gebäudebestand etwa 18 Millionen Wohngebäude. Diese sind nicht von der Nutzungspflicht des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes betroffen. Auch bei einer Sanierung ist der Umstieg auf eine erneuerbare und/oder effizientere Heizung nicht zwingend vorgeschrieben. Momentan ist das MAP mit seinem Fördervolumen das einzige bundesweite Förderinstrument, um den riesigen Bestand an alten und ineffizienten Heizungen zu modernisieren – und damit Treibhausgasemissionen und Brennstoffimporte für die Wärmeerzeugung zu vermeiden.
- **Modernisierungsstau:** Nicht einmal ein Viertel aller Heizungsanlagen ist jünger als zehn Jahr. Hingegen ist fast jede fünfte Ölheizung und annähernd jede siebte Gasheizung schon länger als 20 Jahre in Betrieb. Das sind die Ergebnisse einer Erhebung des Bundesverbands des Schornsteinfegerhandwerks aus dem Jahr 2011. Sein Fazit: „Da sich die Feuerungs- und Heizungstechnik zwischenzeitlich erheblich weiterentwickelt hat, deutet dies auf einen enormen Erneuerungsbedarf hin.“
- **Investitionsauslöser:** Im Jahr 2011 wurde über das MAP ein Fördervolumen von 229 Millionen Euro ausgegeben. Diese Summe hat nach Angaben des Bundesumweltministeriums Investitionen in Heizungsanlagen von mehr als 1,3 Milliarden Euro ausgelöst. Ein Euro aus dem staatlichen Fördertopf initiierte also ein Vielfaches an privaten Investitionen. Den Nutzen dieses Hebeleffekts betonte auch das Münchener ifo-Institut, das im Frühjahr 2010 die Auswirkungen einer kurzfristigen Sperrung von MAP-Mitteln berechnete: Laut Gutachten hätte die (damals vom Bundesfinanzministerium zeitweilig blockierte) Fördersumme von 115 Millionen Euro private Investitionen in Höhe von 844 Millionen Euro auslösen können. Dadurch wären dem Fiskus wiederum Einnahmen aus Umsatz-, Gewerbe- und Einkommensteuern in Höhe von mindestens 150 Millionen Euro in die Kassen geflossen. Mit anderen Worten: Die vermeintlichen Einsparungen durch die MAP-Sperre lagen deutlich niedriger als die Steuerausfälle. Die MAP-Mittel wurden kurz nach Bekanntwerden der Studie wieder freigegeben.

Herausforderung: Haushaltsunabhängiges Förderinstrument für erneuerbare Wärme

Die bisherige Erfahrung mit dem MAP macht zwei Punkte deutlich:

1. Die Anfangsinvestition für eine erneuerbare Heizungsanlage ist ein großes Hemmnis.
2. Klare und verlässliche Förderbedingungen sind ein wichtiger Treiber für Heizungsmodernisierungen.

Durch direkte Zuschüsse oder zinsgünstige Darlehen gibt das MAP in vielen Fällen den Anstoß zum Umstieg auf eine klimafreundliche erneuerbare Wärmeversorgung. Dennoch zeigen die bisherigen Erfahrungen, dass eine sprunghafte und unklare Förderpolitik viele Sanierungswillige abschreckt und ihre Investitionsentscheidungen verzögert. Dies gilt nicht nur für Gebäudeeigentümer, sondern auch für Unternehmer und Anlagenhersteller, die für den Aufbau neuer Produktionskapazitäten langfristige Investitionssicherheit benötigen. Ebenso sind insbesondere infrastrukturelle Investitionen wie z.B. in Wärmenetze oder auch große Bauvorhaben von längeren Planungsvorläufen gekennzeichnet. Der Erfahrungsbericht zum EEWärmeG hat diesen Effekt erkannt und macht deutlich, dass für einen dauerhaften und dynamischen Ausbau der Erneuerbaren Energien die langfristige Planungs- und Investitionssicherheit für alle Wirtschaftsbeteiligten unerlässlich sei.

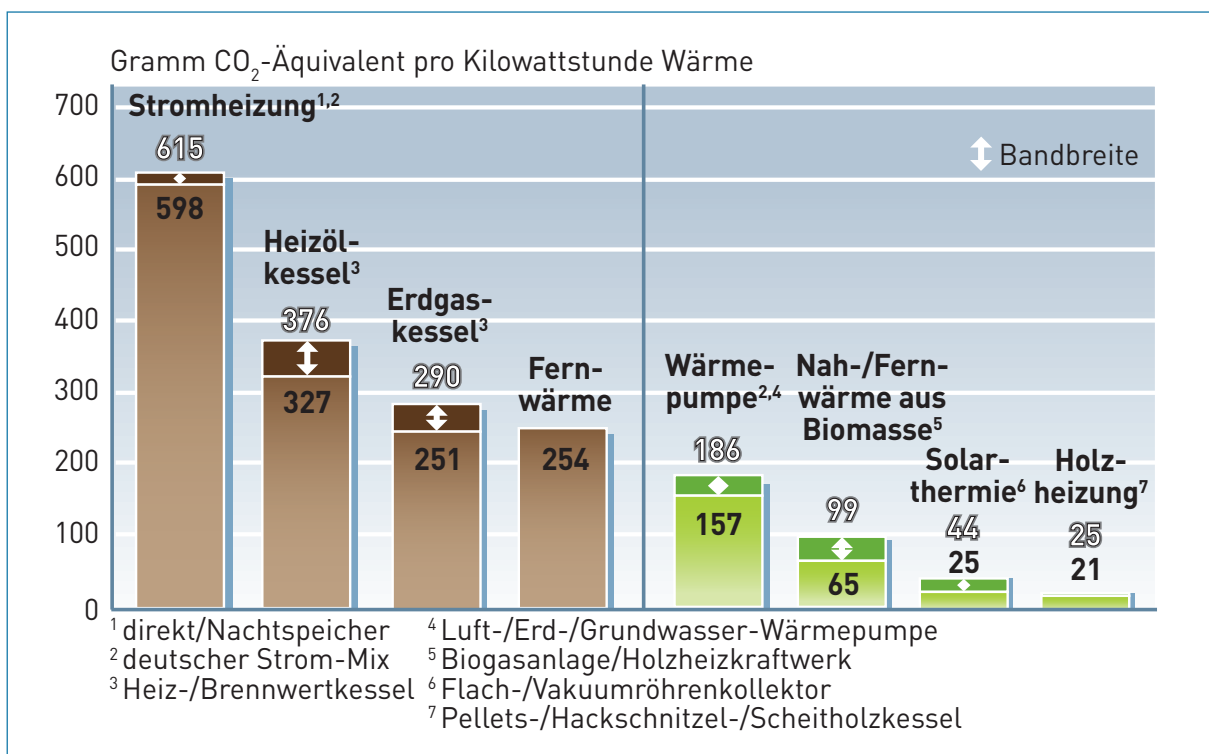
Deshalb sind Politik und Verbände bemüht, zumindest eine Verstetigung des MAP zu erreichen, das laut EEWärmeG „bedarfsgerecht (...) mit bis zu 500 Millionen Euro pro Jahr“ ausgestattet sein soll. Seit 2012 fließen Mittel des Energie- und Klimafonds (EKF), der sich aus den Einnahmen des EU-Emissionshandels speist, in das Marktanzreizprogramm. Zwar ist das staatliche Förderprogramm damit nicht mehr an schwankende Steuereinnahmen gekoppelt, der anhaltende Preisverfall der CO₂-Zertifikate bewirkt jedoch erneut eine unsichere Finanzierungsbasis. Sollten also die Einnahmen durch den Emissionshandel die Ausgaben über den Energie- und Klimafonds nicht decken können, würde ein Liquiditätsdarlehen aus dem Bundeshaushalt notwendig. Der Erfahrungsbericht zum EEWärmeG empfiehlt dem Haushaltsgesetzgeber, die Finanzierung des Marktanzreizprogramms aus Mitteln des Haushalts und des Energie- und Klimafonds (EKF) sicherzustellen und das MAP so auszustatten, dass die Förderung der erneuerbaren Wärme-/Kälte-Technologien auf bisherigem Niveau fortgeführt werden kann. Dabei sei die genaue Höhe davon abhängig, ob ein haushaltsunabhängiges Anreizinstrument eingeführt werde oder ob und wie der Gebäudebestand ordnungsrechtlich einbezogen werde. Laut Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 will die Bundesregierung „eine haushaltsunabhängige Förderung durch ein Anreizsystem für erneuerbare Wärme innerhalb des Marktes“ prüfen.

Ein solches haushaltsunabhängiges Instrument schlägt der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) mit seinem Konzept der „Erneuerbare-Wärme-Prämie“ vor. Sie soll auf das MAP folgen und unabhängig vom Bundeshaushalt sein. Die Idee ist, die Importeure fossiler, zur Wärmeerzeugung vorgesehener Brennstoffe pro verkaufter Einheit Heizöl und Erdgas einen minimalen Aufschlag zahlen zu lassen. Dieser soll auf der anderen Seite den Betreibern erneuerbarer Heizungen zugutekommen. Letztere erhalten damit einen Ausgleich für den von ihnen erwirtschafteten Umweltnutzen. Damit wären die notwendigen Investitionsanreize für den Einbau erneuerbarer Heizungsanlagen dauerhaft gegeben. Letztlich würde sich der Umbau des Wärmesektors auf diese Weise selbst finanzieren können.

Klimaschutzeffekte durch erneuerbare Wärme

In der Zukunft sollen Gebäude nur noch einen sehr geringen Energiebedarf aufweisen und der verbleibende Verbrauch überwiegend durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. In der Tat sind nur die Erneuerbaren Energien in der Lage, den Wärmebedarf eines Gebäudes annähernd klimaneutral zu decken. Heizsysteme auf Basis von Bioenergie, Solarthermie oder Erd- bzw. Umweltwärme sind ihren fossilen Mitbewerbern in puncto Treibhausgas-Emissionen deutlich überlegen. Das gilt auch bei Berücksichtigung der Vorkette (Energieeinsatz für Anlagenherstellung und ggf. Brennstoffproduktion) und selbst dann, wenn man für den Strom, der etwa von Wärmepumpen benötigt wird, den normalen deutschen Strommix mit seinem hohen Anteil aus Kohlekraftwerken zur Berechnung heranzieht. Noch besser fiele die Bilanz aus, wenn man für die Produktion der Anlage und als Hilfsenergie des Heizsystems ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien einsetzte.

Treibhausgas-Emissionen von fossiler und erneuerbarer Wärme

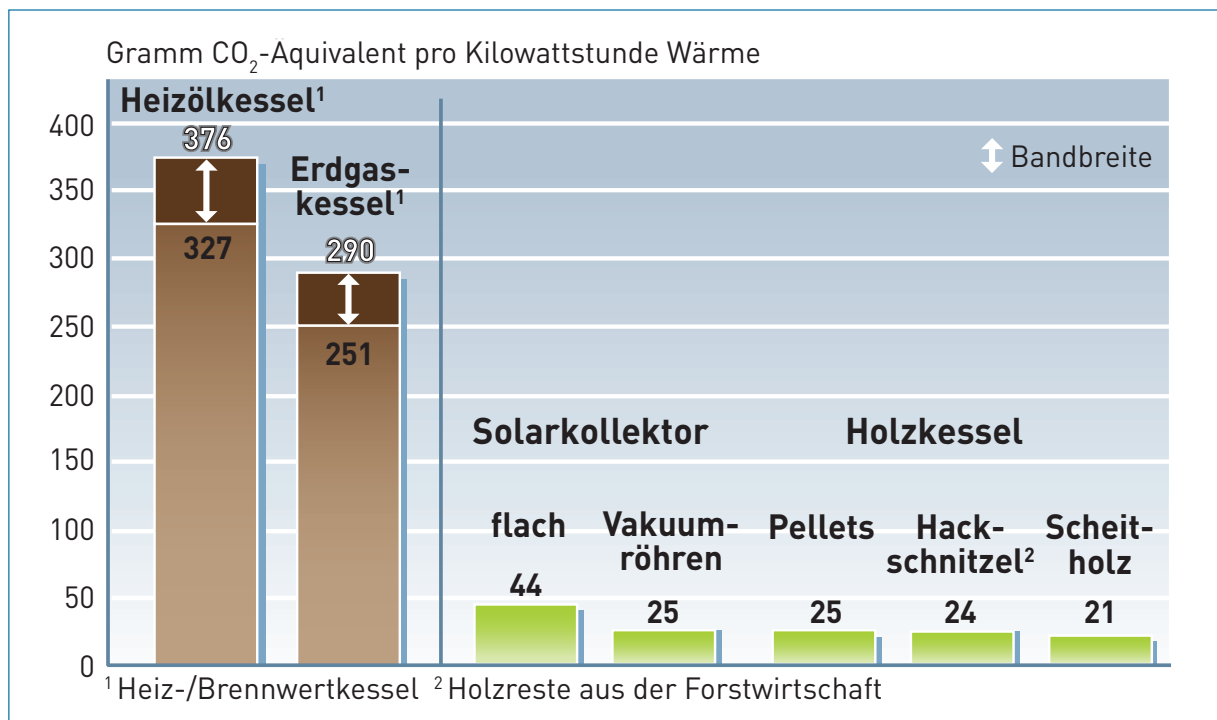


Quelle: Öko-Institut 2010, Stand 6/2010

Bezogen auf eine Kilowattstunde Wärme lässt sich der vom Öko-Institut berechnete Ausstoß klimaschädlicher Gase bei der Wärmeerzeugung mit einem Wechsel von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern deutlich vermindern. Im Extremfall – beim Umstieg von einer reinen Stromheizung auf eine Scheitholzzentralheizung – lassen sich die Emissionen von 615 auf 21 Gramm CO₂-Äquivalent je Kilowattstunde reduzieren.

Realistischer als dieser Wert ist indes wohl das Beispiel eines Wechsels von einem konventionellen Heizölkessel ohne Brennwerttechnik auf eine Holzpellettheizung. Hierbei sinkt der durchschnittliche Treibhausgas-Ausstoß von 376 auf 25 Gramm CO₂-Äquivalent je Kilowattstunde. Und selbst bei einer modernen Gastherme mit Brennwerttechnik oder bei Fernwärmeversorgung (je rund 250 Gramm CO₂-Äquivalent je Kilowattstunde) könnte ein Solarkollektor einen Teil des Wärmebedarfs mit nur einem Zehntel der Emissionen produzieren.

Treibhausgas-Emissionen von fossiler Wärme, Solarthermie und Holzheizungen



Quelle: Öko-Institut 2010, Stand 6/2010

Die Treibhausgase, Schwermetalle und erheblichen Umweltschäden, die durch fossile Brennstoffe emittiert oder verursacht werden, summieren sich zu volkswirtschaftlich beträchtlichen Kosten. Diese Zusatzkosten tauchen nicht auf der Energierechnung auf, sondern werden als so genannte externe Kosten von der Allgemeinheit getragen. Der Umstieg auf erneuerbare Wärme hilft, solche versteckten Kosten zu minimieren: Durch Nutzung regenerativer Wärmequellen anstelle fossiler Brennstoffe konnte die deutsche Volkswirtschaft allein im Jahr 2011 von Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden in Höhe von 2,1 Milliarden Euro entlastet werden. Im selben Jahr haben die Erneuerbaren Energien im Wärmesektor Treibhausgasemissionen in Höhe von rund 39 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten vermieden. Zudem stärken Erneuerbare Energien die Versorgungssicherheit und verringern Kaufkraftverluste durch Abfluss von Energiekosten ins Ausland. So vermied die Nutzung von erneuerbarer Wärme im Jahr 2011 fossile Brennstoffimporte aus dem Ausland in Höhe von rund 3,4 Milliarden Euro.

Kostensenkung durch erneuerbare Wärme

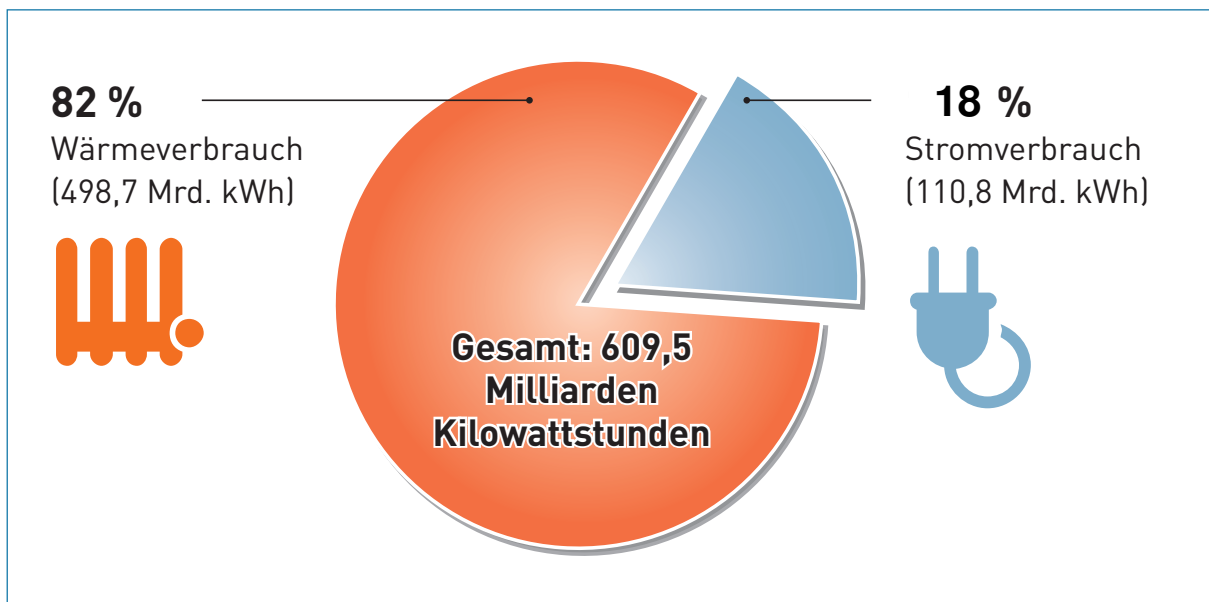
Doch auch betriebs- und privatwirtschaftlich kann sich der Umstieg auf erneuerbare Wärme relativ schnell rechnen. Zwar sind Heizungssysteme auf Basis Erneuerbarer Energien in der Anschaffung noch teurer als herkömmliche Heizöl- und Erdgasheizungen, da sie in geringerer Stückzahl gefertigt werden. Der spezifische Preisunterschied wendet sich allerdings über die Lebensdauer der Anlage zugunsten der Technik auf Basis Erneuerbarer Energien, wenn man von einer Fortsetzung der bisherigen Entwicklung der Brennstoffkosten ausgeht. Mit einem Jahresdurchschnittspreis von 236 Euro pro Tonne im Jahr 2012 waren Holzpellets beispielsweise um durchschnittlich 40 Prozent günstiger als die äquivalente Menge Heizöl. Ähnliches gilt für Solarthermieanlagen und Wärmepumpen.

Umstieg von fossiler Altheizung auf erneuerbare Wärme

Der Energieverbrauch im Wärmebereich teilt sich wie folgt auf: 53 Prozent entfallen auf die Raumheizung, gut 30 Prozent setzt die Industrie als Prozesswärme ein, die verbleibenden rund 15 Prozent decken den Warmwasser- und Prozesswärmebedarf (z.B. Kochen) der Haushalte und Kleinverbraucher ab. In Wohngebäuden entfallen 82 Prozent der benötigten Energie auf Raumheizung und Warmwasserbereitung – auf Strom für Hausgeräte und Beleuchtung hingegen nur knapp zwei Zehntel.

Endenergieverbrauch der privaten Haushalte Deutschlands 2011

Der größte Teil des Energiebedarfs deutscher Privathaushalte entfällt auf die Wärmeversorgung. Nicht enthalten ist der Energieverbrauch für Mobilität, da der Verkehrssektor statistisch separat erfasst wird.

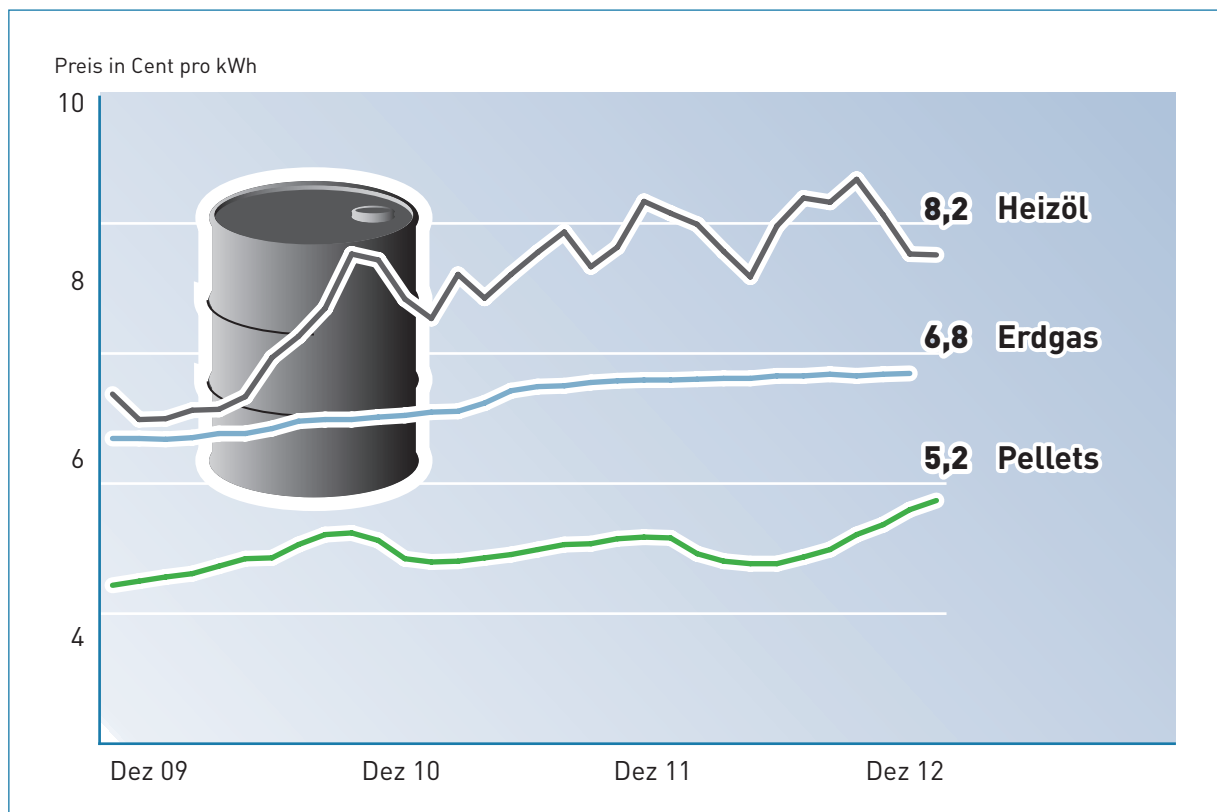


Quelle: BMWi; Stand: 11/2012

Die Energierechnung eines deutschen Haushalts ergibt sich neben den Kosten für Strom und Kraftstoff vor allem aus den Ausgaben für Raumwärme und Warmwasserbereitung. Da konventionelle Energieträger wie Erdöl oder Erdgas weiterhin den Wärmemarkt dominieren, schlagen sich besonders die seit Jahrzehnten steigenden Energiekosten in den privaten Bilanzierungen nieder. Kostete der Import einer Tonne Rohöl im Jahr 1991 noch rund 129 Euro, so waren für die gleiche Menge im ersten Halbjahr 2012 laut Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle etwa 640 Euro fällig. Dementsprechend sind auch die daran gekoppelten Endverbraucherpreise zum Beispiel für Fernwärme gestiegen. Heute muss ein mit Öl heizender Haushalt mehr als doppelt so viel für Wärme zahlen als noch im Jahr 2000.

Im direkten Vergleich von Heizungssystemen, basierend auf endlichen und unendlichen Ressourcen, müssen die laufenden Kosten (Brennstoffkosten, Wartung, eventuelle Reparaturen) berücksichtigt werden. Der kurzfristig schwankende, aber langfristig kontinuierlich steigende Heizölpreis belastet die Haushaltskasse einer Familie im 150 Quadratmeter großen Neubau mit etwa 1.100 Euro pro Jahr. Der reine Holzpelletpreis liegt seit Jahren durchschnittlich etwa 40 Prozent unter dem von Heizöl, wobei saisonbedingte Schwankungen möglich sind. Selbst in einem sanierten Altbau mit einer Wohnfläche von 160 Quadratmetern liegen die jährlichen Betriebskosten inklusive Reparatur und Wartung für eine Holzpellettheizung um fast 400 Euro unter denen einer Ölheizung. Beim Vergleich von Erdgas- und Scheitholzheizung ergibt sich sogar eine noch deutlichere Kostenreduktion von bis zu 500 Euro im Jahr.

Heizkostenentwicklung in Deutschland



Quelle: DEPV, Stand 1/2013

Je stärker die Betriebskosten für konventionelle Heizungsanlagen wie Erdgas- und Heizölkessel steigen, desto schneller kann sich der Umstieg auf eine Heizungsanlage, die Erneuerbare Energien nutzt, amortisieren. Zwar ist diese in der Anschaffung üblicherweise noch teurer, aber im laufenden Betrieb günstiger, womit die höheren Investitionskosten über die gesamte Betriebsdauer mehr als ausgeglichen werden können. Viele Verbraucher sind dennoch wegen hoher Anschaffungskosten der Heizungssysteme auf Basis Erneuerbarer Energien verunsichert. Diverse Förderprogramme von Bund und Ländern (z.B. MAP) machen den Kauf einer auf regenerativen Energien beruhenden Heizung jedoch auch für Privatkunden attraktiv. Mit bis zu 2.500 Euro unterstützt die Bundesregierung den Kauf einer Holzpellettheizung. Wer sich für eine Scheitholzheizung entscheidet, kann mit bis zu 1.000 Euro Förderung rechnen.

Je nach Alter der Bestandsanlage, räumlichen Einschränkungen und Potenzialen, sowie Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten variieren die Argumente für und wider den Einsatz bestimmter Technologien und Modernisierungsmaßnahmen. Unerlässlich ist daher als Entscheidungsgrundlage eine detaillierte Bestandsaufnahme und Beratung durch unabhängige Energieberater, die über die Energieberatersuche des BAFA kontaktiert werden können. Weitere Informationen sowie einen interaktiven „Hauskonfigurator“, mit dem der individuell geeignete Heizungstyp gesucht werden kann, bietet das Internetportal der Agentur für Erneuerbare Energien: www.waermewechsel.de.

Erneuerbare Energien – welche Technologien stehen zur Verfügung?

Die vorhergehenden Kapitel haben gezeigt: Mit einer wachsenden Zahl regenerativer Heizungen wird nicht nur das Klima geschützt, sondern es sinken auch die individuellen, verbrauchsgebundenen Heizkosten. Heute schon sind ausgereifte Technologien und genügend Erfahrungen vorhanden, um Wärme aus erneuerbaren Energiequellen im eigenen Haus zu nutzen. Deutsche Hersteller dieser Anlagen gehören zu den Pionieren und Marktführern weltweit. Nachfolgend ein kurzer Überblick über die „haushaltsüblichen“ Technologien und ihre Besonderheiten.

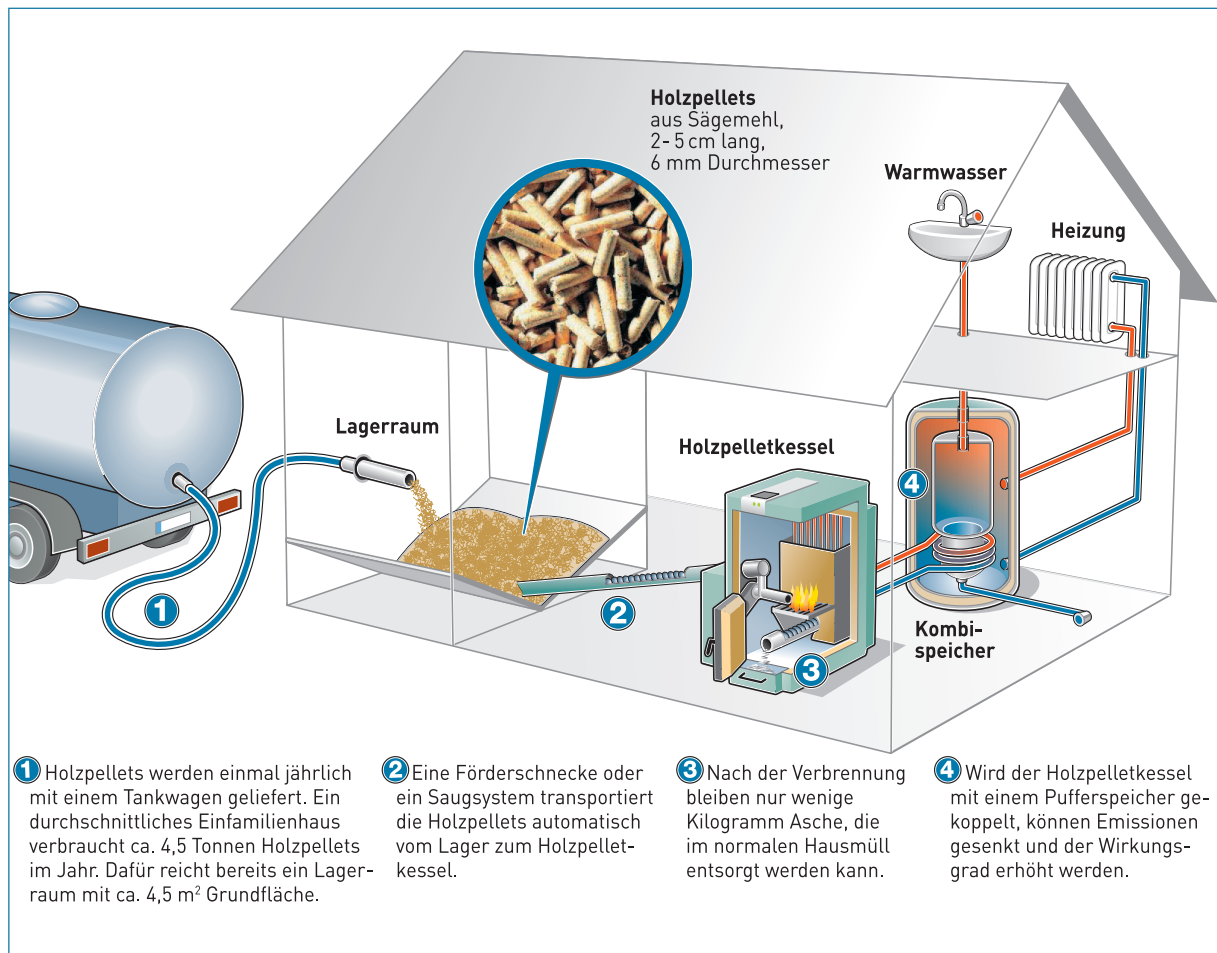
Bioenergie – Beispiel Holzpellettheizung

Bioenergie ist in Pflanzen (z.B. Bäumen) gespeicherte Sonnenenergie. Gegenüber der reinen Sonnenenergie hat sie den großen Vorteil, dass sie transport- und lagerfähig ist und unabhängig von Wetterverhältnissen oder Tages- und Jahreszeit für die Energieversorgung genutzt werden kann. Die älteste und einfachste Art der Nutzung von Biomasse ist die Verbrennung von Holz. Diese gilt als klimaneutral, weil dabei nur so viel CO₂ emittiert wird, wie die Pflanze während ihrer Wachstumsphase gebunden hat. Im Wärmebereich ist deshalb der biogene Festbrennstoff Holz die wichtigste regenerative Ressource.

In modernen Holzheizungsanlagen werden Holzpellets, Scheitholz oder Holzhackschnitzel eingesetzt. Eine vollautomatische Pellet-Zentralheizung ist in der Anwendung ähnlich einfach und komfortabel, wie eine klassische Ölheizung. Hierfür ist ein Brennstofflager erforderlich (im Keller, einem Nebengebäude oder unterirdisch auf dem Grundstück), das in der Regel einmal jährlich per Tanklaster befüllt wird. Die automatische Zuführung der Pellets zum Brenner übernimmt eine Förderschnecke oder ein Saugsystem. Eine Mikroprozessorsteuerung passt die Menge der eingetragenen Pellets der Kesselleistung an. Lediglich die Entleerung der Aschebox – in der Heizsaison meist in ein- bis zweimonatlichen Abständen – erfolgt von Hand. Die Asche kann über den Hausmüll entsorgt oder als Dünger im Garten genutzt werden.

Holzpelletkessel und -öfen sind technisch so weit entwickelt, dass ihr Feinstaubausstoß schon heute die ab 2015 geltenden Grenzwerte der zweiten Stufe der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BImSchV) unterschreitet. Der Austausch alter, ineffizienter Holzöfen durch moderne Pelletfeuerungen trägt also nicht nur zur effizienteren Verwendung des Brennstoffs Holz, sondern auch zur Reduktion von Feinstaubemissionen bei.

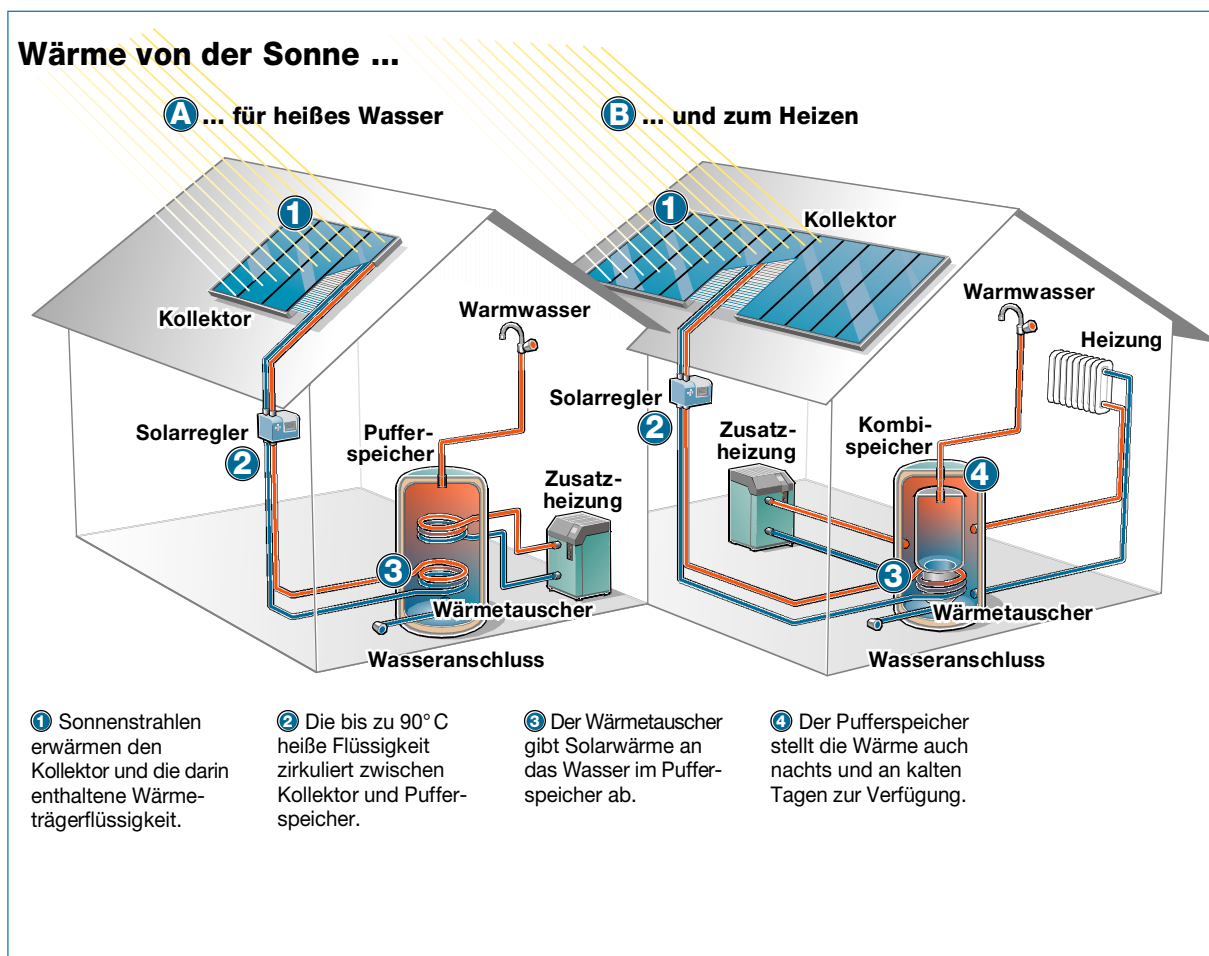
Funktionsprinzip Holzpellettheizung



Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei der Verbrennung erhöht die Effizienz der energetischen Nutzung von Biomasse weiter, da neben der Wärme auch Strom produziert wird. Typischerweise kommen dazu kleine Blockheizkraftwerke zum Einsatz, mit denen mehrere Wohneinheiten, öffentliche Gebäude oder Gewerbebetriebe beheizt werden. In Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen kann sowohl feste Biomasse (z.B. Holz), flüssige Biomasse (z.B. Pflanzenöl) oder Biogas verbrannt werden.

In Mehrfamilienhäusern kommt die Installation eines (Mikro-) Blockheizkraftwerkes in Frage, das z.B. Biogas aus einer bestehenden Erdgasleitung entnimmt, um es dann vor Ort mit höchstem Wirkungsgrad in Strom und Wärme umzuwandeln.

Funktionsprinzip Solarthermie



Sonnenenergie – Beispiel Solarthermie

Die Strahlungswärme der Sonne ist auch in unseren Breiten so energiereich, dass im Sommerhalbjahr wenige Quadratmeter Solarkollektorfläche auf dem Dach ausreichen, um den Warmwasserbedarf eines Einfamilienhauses komplett zu decken. In den Wintermonaten ist jedoch meist die Unterstützung durch eine zusätzliche Wärmequelle erforderlich. Daher gilt Solarthermie als ideale Ergänzung von Pelletheizungen oder Wärmepumpen.

Solarkollektoren können in nahezu alle Bauten integriert werden. Ein typischer marktüblicher Solarkollektor nimmt eine Dachfläche von rund vier bis fünf Quadratmetern ein und produziert in Deutschland jährlich rund 2.000 Kilowattstunden Wärme. Dies entspricht etwa dem Warmwasserbedarf für 2.000 Dusch- oder 400 Vollbäder.

Einfache Kollektoren zur Deckung des Warmwasserbedarfs benötigen einen rund 300 Liter fassenden Speicher. Bei größeren Anlagen zur Deckung des Raumwärmebedarfs werden rund 70 Liter Speicherkapazität je Quadratmeter Kollektorfläche benötigt. Werden ganze Wohnblöcke oder Siedlungen mit gekoppelten Solaranlagen bestückt, können mit Hilfe größerer Speicher und einem Nahwärmenetz der Warmwasser- und der Raumwärmebedarf im Jahresverlauf um bis zu 50 Prozent solarthermisch gedeckt werden.

Die aus Solarkollektoren gewonnene Wärme kann darüber hinaus grundsätzlich auch zum Antrieb von verschiedenen Typen solarer Kühlsysteme genutzt werden.

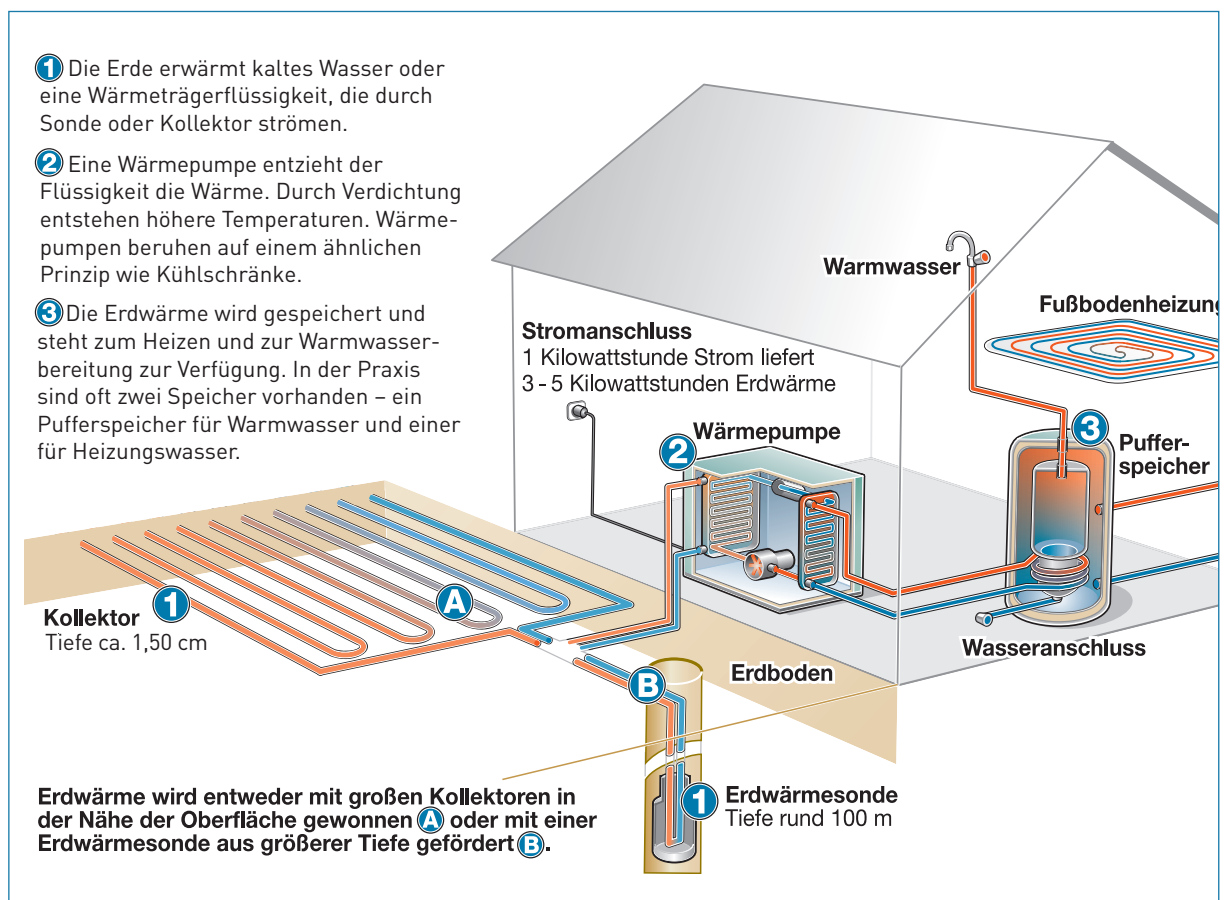
Erdwärme (Geothermie) und Umweltwärme

In diesen Bereich fallen sowohl durch haushaltsübliche Wärmepumpen (6-8 kW Leistung) genutzte oberflächennahe Erd- und Umweltwärme als auch Kraftwerke, die Geothermie aus großer Tiefe in Wärme und Strom umwandeln (installierte thermische Leistung von bis zu 50 Megawatt).

Eine Wärmepumpe für die Versorgung eines einzelnen Wohnhauses erzeugt aus etwa 75 Prozent Erd- oder Umweltwärme (z.B. Grundwasser oder Außenluft) und 25 Prozent Antriebsenergie (Strom) die Wärme, die man zum Heizen und zur Warmwasserbereitung benötigt. Ihre Funktionsweise ist im Prinzip identisch mit der eines altbekannten Alltagsgerätes: dem Kühlschrank. Während der Kühlschrank allerdings seinem Innenraum die Wärme entzieht und nach draußen abgibt, entzieht die Wärmepumpe der Umgebungsluft oder dem Erdboden die Wärme und gibt sie als Heizenergie an das Haus ab. Der gleiche Prozess wird also genau umgekehrt genutzt.

Horizontale Erdkollektoren für Wärmepumpen benötigen eine unterirdische Fläche, die etwa anderthalbmal so groß ist wie die zu beheizende Fläche. Sie können unterhalb der Frostgrenze (1 – 1,5 m Tiefe) z.B. im Garten eingegraben werden. Die konstante Temperatur im Erdreich (ab einer Tiefe von etwa zehn Metern liegt die Temperatur ganzjährig bei rund 10 Grad) nutzen ebenfalls die so genannten Erdwärmesonden in vertikalen Bohrungen oder bereits vorhandenen Schächten. Erdwärmesonden sind wegen des geringen Platzbedarfs insbesondere für kleine Grundstücke oder bereits angelegte Gärten empfehlenswert.

Funktionsprinzip oberflächennahe Geothermie



Die Raumheizung mittels Wärmepumpen ist am effizientesten in Verbindung mit einer Fußbodenheizung, da hierfür keine hohen Vorlauftemperaturen erforderlich sind. Das heißt, die Differenz zwischen der bereitgestellten Wärme und der benötigten Heiztemperatur ist verhältnismäßig gering. Generell ist bei Heizsystemen mit Wärmepumpe auf eine hohe Jahresarbeitszahl (JAZ) zu achten, damit die Anlage wirtschaftlich läuft. Die JAZ beziffert das Verhältnis zwischen der abgegebenen Wärmeleistung und der aufgenommenen Leistung (Strom). Beispiel: Eine Wärmepumpe mit einer JAZ von 4 setzt im Jahresdurchschnitt das Vierfache der eingesetzten elektrischen Arbeitsleistung in Wärmeenergie um. Die meisten Wärmepumpen werden mit Strom betrieben, für den manche Energieversorger vergünstigte Tarife anbieten.

Die Tiefengeothermie stößt mittels Bohrungen in Erdschichten von mindestens 400 bis zu mehreren Tausend Meter Tiefe vor. Dort kann auf die Wärme vorhandener Wasserschichten zugegriffen werden (Temperaturbereich in Deutschland meist zwischen 40°C bis 100°C). Ist kein natürliches Thermalwasser oder heißer Wasserdampf vorhanden, kann auch durch die Bohrung Wasser in heißen Gesteinsschichten eingepresst werden. Das ca. 90 bis 150°C heiße Wasser bzw. der Wasserdampf wird dann aus ca. 2.000 bis 6.000 Metern Tiefe wieder an die Erdoberfläche gepumpt und kann zur Nah- und Fernwärmeversorgung genutzt werden.

Zusammenfassung

Gut die Hälfte des deutschen Endenergieverbrauchs entfällt auf den Wärmesektor. Der erneuerbare Anteil an der Wärmeversorgung lag Mitte 2011 bei rund 11 Prozent, das Energiesparpotenzial, insbesondere bei der Gebäudebeheizung, ist hoch. Nur etwa ein Viertel der Heizungen in deutschen Kellern ist auf dem Stand der Technik. Allein Heizung und Warmwasser machen circa 30 Prozent der CO₂-Emissionen aus. Vor diesem Hintergrund gilt der Wärmemarkt als „schlafender Riese“, der geweckt werden muss, damit Deutschland seine verpflichtenden Klimaschutzziele erreichen kann. Bis 2020 hat sich die Bundesregierung als Beitrag zu den EU-weiten Ausbauzielen dazu verpflichtet, etwa den Anteil Erneuerbarer Energien im Wärmesektor auf mindestens 14 Prozent zu steigern.

Schon heute stehen dafür ausgereifte Technologien zur Verfügung, vor allem im Bereich der Holzzentralheizungen, Wärmepumpen für Erd- und Umweltwärme sowie Solarkollektoren. Im direkten Vergleich mit fossilen Heizungssystemen lässt sich mit erneuerbarer Wärme der CO₂-Ausstoß bei einzelnen Technologien um den Faktor 10 und mehr vermindern. Durch Einsatz Erneuerbarer Energien zur Wärmegewinnung lassen sich aktuell im Durchschnittshaushalt jährlich Brennstoffkosten von mehreren hundert Euro sparen. Die große Auswahl an unterschiedlichen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Wärme ermöglicht eine klimafreundliche, moderne und wirtschaftliche Heizungslösung für fast jedes Gebäude.

Das ordnungspolitische Instrument Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und das Förderinstrument Marktanreizprogramm (MAP) sind wichtige Treiber für einen Umstieg auf erneuerbare Heizungssysteme im privaten Wohnbereich. Das Erstere legt verpflichtende Quoten für regenerative Wärme im Neubau fest, das Letztere fördert im Altbaubereich den Wechsel zu erneuerbarer Wärme und die energetische Sanierung. Obgleich beide Instrumente auf breite Akzeptanz stoßen, reichen sie nicht aus, um die Modernisierungsquote der 18 Millionen Heizungsanlagen in Deutschland deutlich zu steigern. Branchenverbände fordern deshalb ein neues, stetiges und haushaltsunabhängiges Anreizsystem, um den Anteil der erneuerbaren Wärmeversorgung zu erhöhen.

Quellen und weitere Informationen

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern. Berlin, Januar 2013.

AEE: Online-Portal zum Umstieg auf erneuerbare Wärme mit interaktivem Heizungsplaner. Online unter: www.waermewechsel.de

AEE: Online-Portal zur Information über Erneuerbare Energien. Online unter: www.unendlich-viel-energie.de/de/waerme

AEE: Wärme speichern. Renews Spezial, Ausgabe 18. Berlin, November 2009.

AG Energiebilanzen: Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1. bis 4. Quartal in Deutschland. Berlin, 2013.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Energie Aktuell, Informationsdienst des BAFA. Eschborn, Januar 2013. Online unter: www.bafa.de/bafa/de/energie/energie_aktuell/energie_aktuell_01_2013.pdf

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG-Erfahrungsbericht). Berlin, Dezember 2012.

BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin, Juli 2012.

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS): Wohnen und Bauen in Zahlen 2011/2012. Berlin, Juni 2012.

Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks – Zentralinnungsverband (ZIV): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2011. Sankt Augustin, Mai 2012.

Bundesverband Solarwirtschaft (BSW): Online unter: www.solarfoerderung.de

Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP): Online unter: www.waermepumpe.de

Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband e.V. (DEVP): Online unter: www.devp.de

Deutsches Pelletinstitut: Online unter: www.depi.de

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) et al.: Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES). Monitoring der Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011. Karlsruhe u.a., Juni 2012.

Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG): Online unter: www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_waermeg.pdf

Heinrich-Böll-Stiftung (HBS): Strategien zur Modernisierung I: Neue Finanzierungsmodelle für einen klimaneutralen Gebäudebestand. Berlin, Juni 2012.

Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München (ifo): Steuerliche Folgewirkungen eines Programmförderstopps im Rahmen des Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien im Wärmemarkt, Kurzstudie. München, Juni 2010.

Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS). Online unter: www.gemis.de

Öko-Institut e.V. et al.: Evaluierung des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, Oktober 2012.

Shell/ Hamburgisches Weltwirtschaftsinstitut (HWWI)/ Institut für Energie und Umweltforschung (IfEU): Hauswärme-Studie. Nachhaltige Wärmeerzeugung für Wohngebäude. Fakten, Trends und Perspektiven. Hamburg/Heidelberg, November 2011.

In der Reihe Renums Spezial sind bisher erschienen:

| Titel der Ausgabe | Nr. | Datum |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|----------|
| Planungsrecht & Erneuerbare Energien | 62 | Dez 12 |
| Bundesländervergleich Erneuerbare Energien 2012 | 61 | Dez 12 |
| Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien | 60 | Nov 12 |
| Intelligente Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt | 59 | Nov 12 |
| „Smart Grids“ für die Stromversorgung der Zukunft | 58 | Juni 12 |
| Strom speichern | 57 | Feb 12 |
| Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der deutschen Bevölkerung | 56 | März 12 |
| Nachhaltigkeit von Bioenergie und fossilen Energieträgern im Vergleich | 55 | Jan 12 |
| Biokraftstoffe Rahmenbedingungen, Klima- und Umweltbilanz, Marktentwicklungen | 54 | Jan 12 |
| Zertifizierung von Bioenergie – Wie Nachhaltigkeit in der Praxis funktioniert | 53 | Dez 11 |
| Kosten und Preise für Strom | 52 | Sept 11 |
| Konflikte und Risiken der Energieversorgung – Erneuerbare Energien als Beitrag zu Ressourcenversorgung und Energiesicherheit | 51 | Feb 11 |
| Erneuerbare im Netz – Die notwendige Anpassung der Versorgungsinfrastruktur | 50 | Feb 11 |
| Klima- und Umweltschutz durch Erneuerbare Energien | 49 | Feb 11 |
| Erneuerbare Energien – Ein Gewinn für den Wirtschaftsstandort Deutschland | 48 | Jan 11 |
| Erneuerbare Wärme – Klimafreundlich, wirtschaftlich, technisch ausgereift | 47 | Jan 11 |
| Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien | 46 | Dez 10 |
| Solarparks – Chancen für die Biodiversität | 45 | Dez 10 |
| Bundesländervergleich Erneuerbare Energien 2010 | 44 | Nov 10 |
| Holzenergie – Bedeutung, Potenziale, Herausforderungen | 43 | Okt 10 |
| Erneuerbare Energien – Mehr Unabhängigkeit vom Erdöl | 42 | Sep 10 |
| 20 Jahre Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland – eine Erfolgsgeschichte | 41 | Sept 10 |
| Kosten und Potenziale von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken | 40 | Aug 10 |
| Biokraftstoffe | 38 | Aug 10 |
| Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien | 37 | Juli 10 |
| Daten und Fakten Biokraftstoffe 2009 | 36 | Juli 10 |
| Grundlastkraftwerke und Erneuerbare Energien – ein Systemkonflikt? | 35 | Juni 10 |
| Anbau von Energiepflanzen | 34 | Juni 10 |
| Erneuerbare Energien und Elektromobilität | 33 | Juni 10 |
| Wirtschaftsfaktor Erneuerbare Energien in Deutschland | 32 | Juni 10 |
| Akzeptanz der Erneuerbaren Energien in der deutschen Bevölkerung | 31 | Mai 10 |
| Erneuerbare Elektromobilität | 30 | April 10 |
| Strom speichern | 29 | April 10 |
| Kosten und Nutzen des Ausbaus Erneuerbarer Energien | 28 | März 10 |
| 10 Jahre Erneuerbare-Energien-Gesetz – 20 Jahre Stromeinspeisungsgesetz | 27 | März 10 |
| Kosten und Preise für Strom – Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich | 26 | Feb 10 |
| Häuslebauer nehmen Erneuerbare-Energien- Wärmegesetz gut an Umfrage unter 500 Bauunternehmen, Planungs- und Architekturbüros | 24 | Jan 10 |
| Erneuerbare Energien in der Fläche | 23 | Jan 10 |
| Reststoffe für Bioenergie nutzen | 22 | Jan 10 |
| Regionale Wertschöpfung durch die Nutzung Erneuerbarer Energien | 21 | Dez 09 |
| Biogas – Daten und Fakten 2009 –Energiebereitstellung | 20 | Nov 09 |

Siehe auch: www.unendlich-viel-energie.de/de/service/mediathek/renewsspezial.html

**Agentur für Erneuerbare
Energien e. V.**

Reinhardtstr. 18

10117 Berlin

Tel.: 030-200535-3

Fax: 030-200535-51

kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

www.unendlich-viel-energie.de





Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

„Leitstudie 2008“

Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas

**Untersuchung im Auftrag des
Bundesministeriums
für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit**

Oktober 2008

**Dr. Joachim Nitsch
Stuttgart**

**in Zusammenarbeit mit der
Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“
des DLR –Instituts für Technische Thermodynamik**

IMPRESSUM

Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Referat KI III 1 (Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der
Erneuerbaren Energien)
Internet: www.erneuerbare-energien.de; www.bmu.de

Redaktion: Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Dipl. –Ing. Uwe Büsgen, Dipl.-Ing.(FH) Dieter
Böhme, BMU – KI III 1

Fachliche Erarbeitung: Dr. Joachim Nitsch, Stuttgart
in Zusammenarbeit mit der Abteilung „Systemanalyse und
Technikbewertung“ des DLR-Instituts für Technische Thermodynamik

Stand: Oktober 2008

Vorbemerkung

In dieser Leitstudie 2008 wird mit dem „LEITSZENARIO 2008“ ein Szenario beschrieben, welches darlegt, wie die Treibhausgasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Werts von 1990 gesenkt werden können. Dieses langfristige Ziel ist von allen Industriestaaten zu erfüllen, wenn die weltweiten Treibhausgasemissionen bis zu diesem Zeitpunkt etwa halbiert werden sollen. Nur dann besteht die Chance, die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf den vom IPCC angestrebten Wert von ca. 450 ppm zu begrenzen und somit die globale Erwärmung um mehr als 2 Grad gegenüber der vorindustriellen Zeit zu verhindern. Gleichzeitig werden in diesem Leitszenario die Zwischenziele der Bundesregierung für die Reduktion der CO₂-Emissionen, der Steigerung der Energieproduktivität und den Beitrag der erneuerbaren Energien für das Jahr 2020, wie sie in den Beschlüssen der Bundesregierung, den einschlägigen Gesetzen und den Regelungen der EU-Kommission festgelegt sind, abgebildet und der dadurch erforderliche Strukturwandel der Energieversorgung dargestellt. Am gesetzlich festgelegten Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie wird festgehalten. In früheren Untersuchungen für das BMU und das UBA [UBA 2000; BMU 2004; BMU 2005] wurden die Grundlagen für die Erarbeitung der Leitszenarien geschaffen, ein erstes Leitszenario 2006 wurde im Februar 2007 („Leitstudie 2007“ [BMU 2007]) vorgestellt.

Die demografischen und ökonomischen Kenngrößen der Leitstudie 2008 sind im Wesentlichen identisch mit denjenigen für die Szenarien des „Energiegipfels“ der Bundesregierung [Prognos 2007]. Wegen der derzeit dynamischen Veränderungen der Rahmenbedingungen der Energieversorgung (insbesondere Energiepreisentwicklung) wurde versucht, aktuelle Ausgangsdaten zu verwenden. Das LEITSZENARIO 2008 basiert auf den energiewirtschaftlichen Ausgangsdaten, die zum Jahresende 2007 bzw. bis zum Februar 2008 verfügbar waren. Es wird ergänzt durch zwei Gruppen von Szenariovarianten. Die Szenariengruppe E („Effizienz“) bildet eine sehr erfolgreiche Entwicklung ab, die zu größerer Energieeffizienz und teilweise zu einem weiteren Ausbau der EE führt als im Leitszenario. Die Szenariengruppe D („Defizite“) bildet die Konsequenzen einer weniger erfolgreichen Effizienzpolitik ab, als es der Zielsetzung der Bundesregierung entspricht. In jeweiligen Untervarianten werden weitere ausgewählte Aspekte des Umbaus der Energieversorgung aufgegriffen, welche die Betrachtung über zukünftig mögliche Entwicklungen des Energiesystems abrunden (z. B. unterschiedlicher Abbau und Neubau fossiler Kraftwerke; verstärkter Einsatz von Strom und Wasserstoff aus erneuerbaren Energien im Verkehr; sehr erfolgreicher Ausbau einzelner Technologien der Nutzung erneuerbarer Energien; langfristige Perspektiven eines Ausbaus erneuerbarer Energien; Bedeutung der Technologieoption: Abtrennung und Rückhaltung von Kohlendioxid -CCS).

Als zentrale Gestaltungselemente der verschiedenen Szenarien des LEITSZENARIOS 2008 wurden die aufeinander abgestimmten Teilstrategien „*Substantieller Ausbau erneuerbarer Energien (EE)*“ sowie „*Deutlich erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)*“ und „*Erhöhte Umwandlungseffizienz durch einen verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und den Ersatz von Altkraftwerken durch effizientere Kraftwerke (KWK)*“ identifiziert und in gegenseitiger struktureller und zeitlicher Wechselwirkung in allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt.

Es konnte gezeigt werden, dass es verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung geben wird, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen. Die Periode bis 2012 entscheidet darüber, ob überhaupt rechtzeitig das Fenster für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energieversorgung geöffnet wird. Für den zweiten Zeitabschnitt bis etwa 2020 hat sich gezeigt, dass der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Nutzung erneuerbarer Energien auch unter günstigen Rahmenbedingungen noch einer Flankierung durch die Umwelt- und Energiepolitik mittels geeigneter Instrumente bedarf. Bis dahin muss auch die parallele Flankierung des Ausbaus erneuerbarer Energien durch eine erfolgreiche Effizienzstrategie ihre Wirkung zeigen. Während dieses Zeitabschnitts wird sich entscheiden, ob die stimulierte Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien zu selbsttragenden Märkten führt und längerfristig stabil bleibt und ob sich die zu ihrem weiteren Ausbau erforderlichen Exportmärkte erfolgreich etablieren. Gelingt dies, so kann nach 2020 der weitere Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend der in den Szenarien dargestellten Entwicklung Erfolg versprechend weitergeführt werden. Außerdem dürfte der weitere Ausbau dann bei der absehbaren Preisentwicklung fossiler Energien und der Intensivierung globaler Klimaschutzstrategien weitgehend ohne spezifische Förderinstrumente auskommen. Ersichtlich wird auch, dass die Zeit drängt. Je später ernsthafte Effizienzsteigerungen einsetzen und je verhaltener der weitere Ausbau erneuerbarer Energien verläuft, desto schwieriger und aufwändiger wird das Erreichen der Klimaschutzziele.

Dr. Joachim Nitsch

Stuttgart, 10. Oktober 2008

Inhaltsverzeichnis

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Zentrale Ergebnisse für Entscheidungsträger | 7 |
| Zusammenfassung der Ergebnisse der LEITSTUDIE 2008 | 13 |
| 1. Derzeitiger Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung | 35 |
| 1.1 Endenergie- und Primärenergieentwicklung..... | 35 |
| 1.2 Bruttostromerzeugung und installierte Leistung | 37 |
| 1.3 Bisherige Wärme- und Kraftstoffbereitstellung..... | 39 |
| 2. Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien und für ihre Einbindung in die Energieversorgung Deutschlands | 42 |
| 2.1 Ausgangsbedingungen für die Erstellung des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten. | 42 |
| 2.2 Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Rahmendaten für das LEITSZENARIO 2008 | 44 |
| 2.3 Ableitung zukünftiger Energiepreispfade | 48 |
| 3. Die wesentlichen Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008..... | 55 |
| 3.1 Wesentliche Ausgangsbedingungen für die Szenarioerstellung | 55 |
| 3.2 Endenergie- und Primärenergieverbrauch und –struktur; CO ₂ -Emissionen im LEITSZENARIO 2008 | 58 |
| 3.2 Die Bedeutung der Biomasse im LEITSZENARIO 2008 | 67 |
| 3.3 Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 im LEITSZENARIO 2008. | 73 |
| 3.4 Die Entwicklung der gesamten Stromversorgung im LEITSZENARIO 2008 bis zum Jahr 2050 | 78 |
| 3.5 Mögliche Bandbreiten der Veränderungen in der Kraftwerksstruktur bis 2020..... | 83 |
| 3.6 Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050 | 91 |
| 3.7 Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050..... | 97 |

| | | |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 4 | Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008 | 100 |
| 4.1 | Investitionsvolumen der Ausbaustrategie | 100 |
| 4.2 | Energiegestehungskosten erneuerbarer Energien | 102 |
| 4.3 | Zukünftige Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke | 106 |
| 4.4 | Zukünftige Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung | 112 |
| 4.5 | Entwicklung der Differenzkosten | 114 |
| 4.6 | CO ₂ -Vermeidungskosten erneuerbarer Energien | 123 |
| 5 | Szenariovarianten zum Leitszenario 2008 | 126 |
| 5.1 | Überblick über die zusätzlichen Szenarien | 126 |
| 5.2 | Besondere Merkmale der Szenarien E1, E2 und E3 | 133 |
| 5.2.1 | Szenario E1 | 133 |
| 5.2.2 | Szenario E2 | 136 |
| 5.2.3 | Szenario E3 | 139 |
| 5.3 | Besondere Merkmale der Szenarien D1 und D2 | 143 |
| 6 | Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse | 146 |
| 7 | Literatur | 149 |
| 8 | Abbildungs- und Tabellenverzeichnis | 154 |
| 9 | Anhang | 159 |
| | Anhang 1: Entwicklung erneuerbarer Energien seit 1975 | 159 |
| | Anhang 2: Angaben zur Gesamtversorgung im LEITSZENARIO 2008 | 162 |
| | Anhang 3: Angaben zum Ausbau erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008 (Berechnungsmodell ARES) | 169 |
| | Anhang 4: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke | 178 |
| | Anhang 5: Eckdaten der Szenariovarianten E1, E2, E3 sowie D1 und D2 | 182 |

Zentrale Ergebnisse für Entscheidungsträger

In einem **Leitszenario 2008** und in fünf weiteren Szenarien („Effizienz“: E1, E2 und E3 und „Defizite“: D1 und D2) wird die wahrscheinliche **Bandbreite** der zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung beschrieben und erläutert, mit welchen strukturellen und ökonomischen Wirkungen im Energiesektor dabei zu rechnen ist. Detailliert wird dargelegt, wie die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 sowie die längerfristigen Vorgaben, die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf ca. 20% des Werts von 1990 zu senken und den EE-Beitrag an der Energieversorgung auf 50% zu steigern, umgesetzt werden können. Als zentrale Gestaltungselemente werden die aufeinander abgestimmten **Teilstrategien** „*Substanzieller Ausbau erneuerbarer Energien (EE)*“, „*Deutlich erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)*“ und „*Höhere Umwandlungseffizienz durch einen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)*“ betrachtet und in gegenseitiger struktureller und zeitlicher Wechselwirkung in allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt. Wesentliche Ergebnisse dieser Analyse sind:

1. Die Kombination von **kontinuierlichem EE-Ausbau und deutlicher Effizienzsteigerung** führt im Leitszenario 2008 **bis zum Jahr 2020** zu einem um 17% geringeren Primärenergieverbrauch gegenüber 2005. Die durchschnittliche Steigerungsrate der Primärenergieproduktivität beträgt 3%/a, die entsprechende Zielsetzung der Bundesregierung wird damit erreicht. Der Anteil der EE am Endenergieverbrauch steigt auf rund 18%, der Anteil der KWK auf knapp 21%. Damit wird eine Minderung der **CO₂-Emissionen um 36% gegenüber 1990** erreicht. **Im Jahr 2050** beträgt der Primärenergieverbrauch im Leitszenario 2008 noch 55% des Niveaus von 2005, die EE decken knapp 50% des verbleibenden Primärenergiebedarfs. Nur noch 37% der heute eingesetzten fossilen Energie wird benötigt; der Importbedarf liegt bei 40% der derzeit importierten Energiemenge. Die angestrebte 80%-ige CO₂-Minderung wird knapp erreicht.
2. Eine **40%-ige Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2020**, die im Szenario E1 dargestellt wird, gelingt, wenn –entsprechend der Zielsetzung der Bundesregierung - zusätzlich eine deutliche Steigerung der Stromeffizienz und ein KWK-Anteil von 25% erreicht werden. Dazu muss die durchschnittliche Steigerungsrate der Stromproduktivität durchschnittlich 2,1%/a betragen, statt – wie im Leitszenario angenommen – 1,8%/a. Der angestrebte KWK-Zubau erfordert äußerst intensive Anstrengungen, netzgebundene Wärme bei zurückgehender Wärmenachfrage im Altbaubestand deutlich auszuweiten.
3. Im Leitszenario 2008 steigt der Beitrag der **EE zur Stromversorgung** bis 2020 auf knapp 180 TWh/a, entsprechend **30%** des Bruttostromverbrauchs. In **2030** werden bereits **50%** des Bruttostromsverbrauchs durch EE gedeckt. Insgesamt ist in 2020 eine Leistung von 70 GW an EE-Anlagen installiert, der doppelte Wert von 2007. In 2030 sind es rund 100 GW. Die seit 2000 neu installierten EE-Anlagen produzieren in jedem Jahr mehr Strom als bis zu dem betreffenden Jahr durch den Kernenergieausstieg wegfällt.
4. Unter der Voraussetzung, dass 28 GW an fossilen Altkraftwerken zwischen 2005 und 2020 stillgelegt werden, können im Leitszenario neue fossil gefeuerte Kraftwerke mit einer Leistung von 29 GW errichtet werden. Dabei sollten 9 GW in Kohlekraftwerken **nicht überschritten werden**, die übrigen 20 GW sind mit Erdgas zu betreiben, wenn die im Leitszenario 2008 ermittelte CO₂-Reduktion von 36% nicht gefährdet werden soll. Geringe zusätzliche Spielräume bietet der europäische Emissionshandel einschließlich der flexiblen CDM und JI. Mindestens 12 GW der neuen **fossilen Kraftwerksleistung müssen in KWK** errichtet werden, davon knapp 3 GW als BHKW. Der dadurch bedingte erhöhte

Erdgaseinsatz in der Stromversorgung kann durch Einsparungen von Erdgas im Wärmebereich kompensiert werden. Nach 2020 sinkt der Erdgasbedarf deutlich.

5. Bis 2050 muss der **Wärmesektor** einen gravierenden Strukturwandel durchlaufen. Die Nachfrage nach Wärme sinkt bis 2020 auf 82% des heutigen Wertes und bis 2050 auf knapp 50%. Der Beitrag der EE steigt bis 2020 auf 14%. In 2050 kann die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie mittels EE bereitgestellt werden. An fossilen Energien werden in 2050 noch 25% des heutigen Einsatzes benötigt.
6. Die weiter vordringende KWK und der Ausbau der EE erfordern in beträchtlichem Ausmaß die Umwandlung von Einzelheizungen in **netzgebundene Wärmeversorgungen**. Im Leitszenario 2008 steigt ihr Anteil von derzeit 12% auf 65% in 2050. Die durch die klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung notwendig gewordenen strukturellen Veränderungen im Wärmemarkt erfordern eine sehr genaue Beobachtung der Wirkungsweise des derzeitigen energiepolitischen Instrumentariums und ggf. rasche Nachjustierungen.
7. Wegen noch beträchtlicher Wachstumstendenzen im Güterverkehr entfaltet die Effizienzstrategie im **Verkehrssektor** mittelfristig nur eine begrenzte Wirkung. Die Reduktion des mittleren spezifischen Kraftstoffverbrauchs der gesamten PKW-Fahrzeugflotte um 25% und um 20% im Straßengüterverkehr im Leitszenario 2008 bewirkt bis 2020 nur einen Rückgang des Gesamtverbrauchs um 10%. Bis 2050 reduziert sich die gesamte Energienachfrage im Verkehr bis 2050 auf 73% des Wertes von 2005. An fossilen Energien werden dann noch 50% der derzeit benötigten fossilen Kraftstoffmenge benötigt.
8. Unter der Voraussetzung einer wesentlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen ist die maßvolle Einführung **biogener Kraftstoffe** eine empfehlenswerte Übergangsstrategie, wenn die Nachhaltigkeitskriterien, die in der Biomassestrategie des BMU definiert sind, eingehalten werden. Im Jahr 2020 wird ein Anteil am gesamten Kraftstoffverbrauch von energetisch 12% (am Verbrauch des Straßenverkehrs rund 15%) erreicht. Der langfristig erreichbare Anteil von Biokraftstoffen am Kraftstoffverbrauch liegt bei 17% (20%).
9. Perspektivisch bestehen sehr attraktive Möglichkeiten kostengünstigen **EE-Strom** in relevantem Umfang im **Verkehrssektor** einzusetzen. Dazu stehen die Elektrotraktion und der Wasserstoffantrieb zur Verfügung. Szenario E3 zeigt, dass dann in 2030 knapp 25% des Endenergiebedarfs im Verkehr durch Biokraftstoffe, EE-Strom und EE-Wasserstoff gedeckt werden können. **Bis 2050 kann der Anteil auf 56% steigen.** Dann werden nur noch 30% der derzeit eingesetzten fossilen Kraftstoffmenge benötigt.
10. Durch den Ausbau der EE gemäß Leitszenario 2008 wird ein **Investitionsvolumen** von etwa 12 Mrd. €₂₀₀₅/a kontinuierlich aufrechterhalten. Damit festigen sich die Chancen, die Technologieführerschaft in vielen EE-Technologien zu behalten und den wirkungsvollen Aufbau von Exportmärkten weiter zu betreiben. Nach 2020 steigen die jährlichen Investitionen auf über 15 Mrd. €₂₀₀₅/a. Die zwischen 2008 und 2020 kumulierten Investitionen in EE-Anlagen belaufen sich auf 160 Mrd. €₂₀₀₅ (davon 90 Mrd. €/a für Strom). Unter günstigen Bedingungen (Szenario E2) können die kumulierten Investitionen bis 2020 auf 190 Mrd. €₂₀₀₅ steigen.
11. Bei realistischen Energiepreisentwicklungen (Preispfad A) werden die Erzeugungskosten des EE-Strommix im Leitszenario 2008 um 2020 geringer als die der fossilen Strombereitstellung sein. Ohne Berücksichtigung der Fotovoltaik ist das schon um 2015 der Fall. Der weitere Ausbau der EE bewirkt eine **Stabilisierung der Stromerzeugungskosten**

bei rund 8,5 - 9 ct₂₀₀₅/kWh (Mittelspannungsebene) mit einer Tendenz zu langfristig weiterer Kostenreduktion entsprechend der weiteren Kostendegressionspotenziale der EE.

12. Die jährlichen **Differenzkosten des gesamte EE-Ausbaus** auf Basis der Erzeugungskosten beliefen sich im Jahr 2007 auf 6,7 Mrd. €₂₀₀₅/a. Davon stammen 57% von der Stromversorgung. Sie steigen (bei Bezug auf Preispfad A) noch auf 8,5 Mrd. €₂₀₀₅/a im Jahr 2010 und gehen danach deutlich zurück. Um das Jahr **2022** entstehen keine Differenzkosten mehr. EE decken dann 20% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden bereits 200 Mio. t CO₂/a.
13. Für den EE-Strommix des Leitszenario 2008 liegen die mittleren **CO₂-Vermeidungskosten** derzeit bei 55 €/t CO₂. Bis 2020 sinken sie analog zu den Differenzkosten auf 14 €/t. Im Wärmesektor liegen die Vermeidungskosten des Gesamtmixes derzeit bei 70 €/t CO₂. Für Biokraftstoffe ergeben sich derzeit relativ hohe Vermeidungskosten von 270 €/t. Wie im Stromsektor, sinken auch im Wärme- und Kraftstoffsektor die CO₂-Vermeidungskosten rasch.
14. Wird die ökonomische Betrachtung auf der Basis der Energiegestehungskosten um die **volle Einbeziehung der externen Kosten** (Richtwert: 70 €/t CO₂) der Energieerzeugung erweitert, so erhält man bereits heute im Stromsektor einen anzulegenden mittleren Strompreis von etwa 10 ct/kWh_{el}. Gegenüber diesen „Vollkosten“ fossiler Stromerzeugung erspart die derzeitige EE-Stromerzeugung (inklusive alter Wasserkraft) bereits heute Kosten von 1,2 Mrd. €/a. Dieser Wert steigt bis 2020 auf 14 Mrd. €/a, was die gesamtwirtschaftliche Nützlichkeit des EEG eindrucksvoll bestätigt.
15. Zur **vollständigen Bewertung der volkswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit** eines deutlichen EE-Ausbaus ist eine dynamische Betrachtung der Gesamtentwicklung des Energiesystems mit ausreichend großem Zeithorizont erforderlich. Außerdem hängt sie entscheidend von den zukünftigen Preiswirkungen einer Verknappung fossiler Ressourcen und von einer verursachergerechten Anlastung wirksamer Klimaschutzmaßnahmen (Emissionshandel) ab. Die Analyse zeigt, dass die bis ca. 2020 noch erforderlichen Vorleistungen in den Ausbau der EE danach mehr als kompensiert werden. Angesichts des nach 2020 sichtbar werdenden Nutzens des EE-Ausbaus erweisen sich die noch zu erbringenden Aufwendungen als eine energiepolitisch kluge und volkswirtschaftlich sinnvolle Investition.
16. In dem schrittweisen Aufbau des Leitszenarios 2008 und der Szenarien E1, E2 und E3 wird sichtbar, dass bei einer beharrlichen Energiepolitik, die für einen längeren Zeitraum günstige Rahmenbedingungen schafft, **bis 2050 beachtliche Erfolge** im Klimaschutz und bei der Schonung fossiler Ressourcen erreicht werden können. Vor dem Hintergrund des vorgestellten Szenariofächers kann das eigentliche **LEITSZENARIO 2008 als realistische Entwicklung** betrachtet werden. Gelingt die rechtzeitige Umsetzung der Zielsetzungen der Bundesregierung im Bereich der Stromeffizienz und des KWK-Ausbaus ist in 2020 auch das Szenario E1 realisierbar. Bis 2050 sind auch über das Leitszenario hinausgehende EE-Beiträge zur Energieversorgung möglich (Szenario E3 mit 65% EE-Anteil)
17. Wird eine **geringere Wirkung der Maßnahmenpakete** zur Effizienzsteigerung und zum KWK-Ausbau (Steigerung der durchschnittlichen Energieproduktivität nur um 2,5%/a bis 2020; KWK-Anteil 17%; Szenario D1) angenommen, so reduziert die resultierende **höhere Energienachfrage** die EE-Anteile im Jahr 2020 um 1,8 Prozentpunkte gegenüber dem Leitszenario 2008. Bereits in 2020 werden rund 1 000 PJ/a mehr fossile Energie als

im Leitszenario 2008 benötigt. Die gesamten CO₂-Emissionen können bis 2020 nur um knapp 28% (gegenüber 1990) reduziert werden. Dies unterstreicht die Bedeutung einer konsequenten Politik zur Effizienzsteigerung in allen Bereichen.

18. Wird zusätzlich beim Neubau fossiler Kraftwerke eine **ausgeprägte Kohlestrategie** verfolgt (Szenario D2), so können die CO₂-Emissionen bis 2020 nur um rund 25% reduziert werden. Der Einsatz von CO₂-Rückhaltetechnologien (CCS) im Stromsektor ab 2020 erlaubt unter günstigen Bedingungen eine Reduktion der gesamten CO₂-Emissionen bis 2050 auf -65% gegenüber 1990. Für eine weitere CO₂-Reduktion mittels CCS wären ähnlich umfangreiche Maßnahmen der CO₂-Rückhaltung in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich.
19. Bei einer etwaigen **Laufzeitverlängerung der Kernenergie**, müssten die jetzigen Planungen zum Neubau fossiler Kraftwerke völlig revidiert werden, um das 30%-Ausbauziel der EE für 2020 nicht zu gefährden. Das KWK-Ausbauziel wäre nicht erreichbar. Der erforderliche **Strukturwandel der Stromversorgung** in Richtung deutlich gesteigerter Stromeffizienz, deutlich höherem KWK-Anteil und hoher Ausbaudynamik der EE wäre **grundsätzlich in Frage** gestellt. Das Energiesystem wäre somit kaum in der Lage, das bis 2050 zu erfüllende Klimaschutzziel einer 80%igen CO₂-Minderung zu erreichen.
20. Insgesamt sind die derzeitigen Voraussetzungen, die von der Bundesregierung gesetzten klimapolitischen Ziele zeitgerecht zu erreichen, relativ gut. Die im letzten Jahrzehnt aufgebaute **energiepolitische Handlungsdynamik** im Bereich der Klima-, Umwelt- und Energiepolitik, die bisher zu wirkungsvollen Maßnahmen und Gesetzen geführt und den notwendigen Strukturwandel bereits angestoßen hat, muss jedoch unbedingt in demselben Ausmaß **aufrechterhalten** werden.
21. Der im Leitszenario 2008 empfohlene EE-Ausbau sollte auf keinen Fall unterschritten werden. In einigen Bereichen müssen die **Wirkungen der bestehenden Anreize und Instrumente kritisch beobachtet und ggf. verstärkt** werden. Dazu gehören Effizienz- und EE-Ausbaufortschritte im Mietwohnungsbau und bei Nichtwohngebäuden und der Ausbau der (dezentralen) KWK. Das EE-Wärmegesetz sollte baldmöglichst weiterentwickelt und die Nutzungspflicht für EE auf den Altbaubereich ausgedehnt werden. Auch sind umfangreiche Aktivitäten von Kommunen und Stadtwerken erforderlich, um den Strukturwandel in der Wärmeversorgung (netzgebundene Wärmeversorgung) zu beschleunigen. Weitere Anreizsteigerungen werden auch für die Steigerung der Stromeffizienz erforderlich sein. Im Verkehr sind wirksame Maßnahmen zur Eindämmung bzw. Verlagerung des stark wachsenden Güterverkehrs erforderlich.
22. Der Strukturwandel der Energieversorgung hin zu mehr Klimaverträglichkeit muss in noch stärkerem Maße auf die gesamte EU ausgedehnt und die **europäische Energie- und Klimaschutzstrategie konsequent weiterentwickelt** werden. Eine herausgehobene Stellung sollte darin ein Handlungskonzept für den mittel- und langfristigen EE-Ausbau über die nationalen Grenzen hinaus erhalten. Das Konzept eines europäischen Stromverbunds zur **optimalen Nutzung großer EE-Potenziale** und der effektiven Einbindung großer EE-Strommengen in die Stromversorgung sollte mit hoher Priorität ausgearbeitet und seine Umsetzung vorbereitet werden. Grundlage aller Anstrengungen müssen allerdings wirksame Anreize zu einem **deutlich effizienteren Umgang mit Energie** in allen Umwandlungs- und Nutzungsbereichen sein. Mit einer derartigen Strategie kann Europa seine Abhängigkeit von fossilen Energieimporten drastisch verringern und damit die Sicherheit seiner Energieversorgung deutlich steigern. Auch potentiellen Konflikten wegen knapper werdender Energierohstoffe wird dadurch vorgebeugt.

Zusammenfassung der Ergebnisse der LEITSTUDIE 2008

Die Leitstudie 2008 stellt ausführlich das „Leitszenario 2008“ dar und beschreibt zusätzlich anspruchsvollere und weniger ambitionierte Szenariovarianten. Das **LEITSZENARIO 2008** erläutert, wie die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 sowie die längerfristigen Vorgaben, die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf rund 20% des Werts von 1990 zu senken und den Beitrag erneuerbarer Energien an der gesamten Energieversorgung auf rund 50% zu steigern, im Energiebereich umgesetzt werden können und mit welchen strukturellen und ökonomischen Wirkungen dabei zu rechnen ist. In **fünf weiteren Szenarien („Effizienz“ E1, E2 und E3 und „Defizite“ D1 und D2)** wird die wahrscheinliche Bandbreite der zukünftigen Entwicklung diskutiert. Als zentrale Gestaltungselemente werden die aufeinander abgestimmten Teilstrategien „*Substanzieller Ausbau erneuerbarer Energien (EE)*“, „*Deutlich erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)*“ und „*Erhöhte Umwandlungseffizienz durch einen verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und den Ersatz von Altkraftwerken durch effizientere Kraftwerke (KWK)*“ betrachtet und in gegenseitiger struktureller und zeitlicher Wechselwirkung in allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt.

Das LEITSZENARIO 2008 – Energieverbrauch im Gesamtsystem, CO₂-Emissionen, Beiträge erneuerbarer Energien

1. Der Ausbau erneuerbarer Energien (EE) verlief in Deutschland in den letzten 10 Jahren außerordentlich erfolgreich. Zwischen 1997 und 2007 konnte der EE-Beitrag am Endenergieverbrauch um nahezu das Dreifache auf 224 PJ/a gesteigert werden, ihr Anteil erhöhte sich von 3% auf 8,6%. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von knapp 11% (**Abbildung 1**); im Strombereich sogar von 13%. Besonders ab 2002 hat die Wachstumsrate nochmals deutlich zugenommen. Die Hauptträger des Wachstums waren Windenergie und Biomasse.

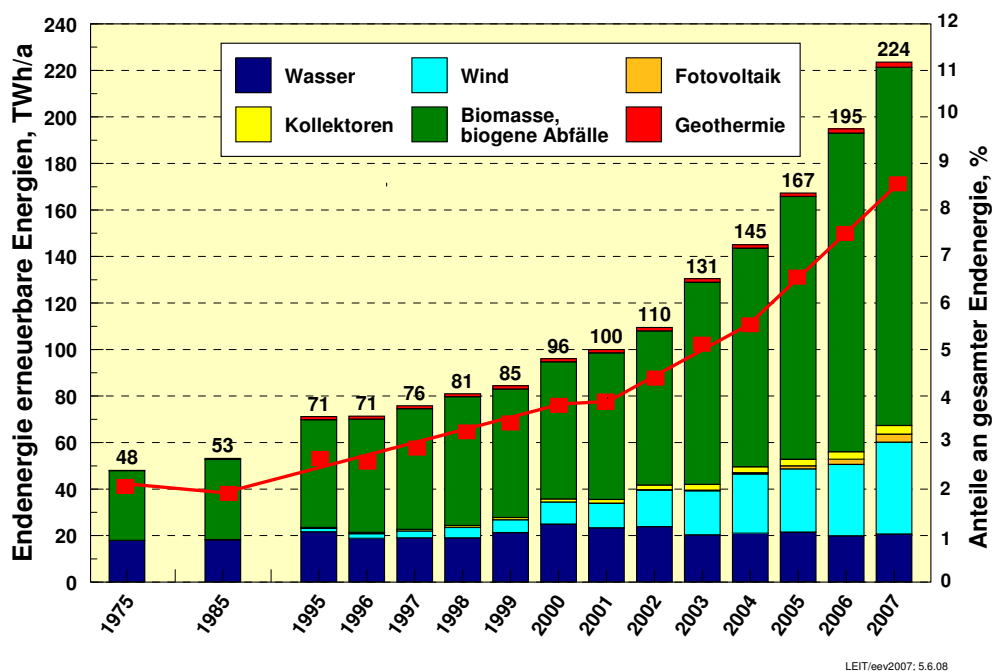


Abbildung 1: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2007

2. Die Primärenergieproduktivität der deutschen Energieversorgung ist zwischen 1990 und 2006 durchschnittlich um 1,7%/a gestiegen. Im Jahr 2007 hat sich Steigerungsrate deutlich erhöht. Im Leitszenario 2008 führt die Wirkung der Effizienzstrategie entsprechend der Zielsetzung der Bundesregierung zu einer durchschnittlichen **Steigerung der Primärenergieproduktivität von 3%/a** bis 2020. Daraus ergibt sich in Verbindung mit dem angenommenen Wirtschaftswachstum ein um 17% geringerer Primärenergieverbrauch gegenüber 2005; die zu importierende Energiemenge ist auf 80% gesunken.
3. Der Beitrag der EE am Endenergieverbrauch des Leitszenarios 2008 steigt auf 18%; der Beitrag der KWK am Bruttostromverbrauch wächst auf knapp 21%. In der Kombination von **deutlicher Effizienzsteigerung und kontinuierlichem EE-Ausbau** erreicht das Leitszenario 2008 zum Jahr 2020 eine Minderung der CO₂-Emissionen um 36%. Im Jahr 2050 beträgt der Primärenergieverbrauch noch 55% des Niveaus von 2005, EE decken knapp 50% des verbleibenden Primärenergiebedarfs (**Abbildung 2; Tabelle 1**). An fossilen Energien werden noch 37% der heutigen Menge benötigt, der Importbedarf ist auf 40% der derzeit importierten Energiemenge gesunken. Im Jahr 2050 wird knapp die angestrebte 80%-ige CO₂-Minderung erreicht.

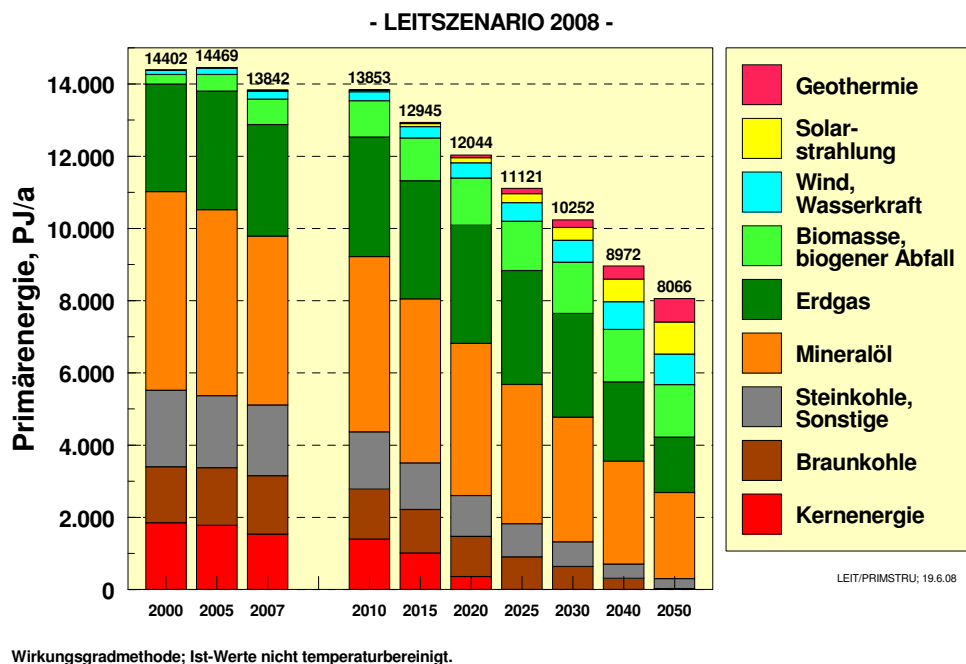


Abbildung 2: Struktur des Primärenergieverbrauchs im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode)

4. Eine **40%-ige Reduktion (Szenario E1)** der energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2020 gelingt, wenn - entsprechend der Zielsetzung der Bundesregierung - eine deutliche Steigerung der Stromeffizienz und ein KWK-Anteil von ca. 25% erreicht werden. Dazu muss die Stromproduktivität durchschnittlich um 2,1%/a gesteigert werden, statt – wie im Leitszenario 2008 unterstellt – um 1,8%/a. Zwischen 1990 und 2006 betrug die durchschnittliche Steigerungsrate nur 0,9%/a. Der angestrebte KWK-Zubau erfordert äußerst intensive Anstrengungen, netzgebundene KWK-Wärme bei zurückgehender Wärmenachfrage im Altbaubestand auszuweiten.

5. Im Leitszenario 2008 beläuft sich der Anteil der EE in 2020 auf 18,2% der Endenergie, woraus sich primärenergetisch ein Anteil von 16,2% errechnet (**Abbildung 3; Tabelle 1**) Die Sektoren tragen in unterschiedlichem Ausmaß dazu bei. EE decken 30,4% des Bruttostromverbrauchs, 14,4% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 12% des Kraftstoffbedarfs (bzw. 14,6% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr). In 2030 decken EE insgesamt rund 28% des Endenergiebedarfs, beim Strom wird die 50%-Marke überschritten. Im Jahr 2050 wird mit 52% etwas mehr als die Hälfte der Endenergie durch EE bereitgestellt. Zur Jahrhundertmitte werden demzufolge mit 4 200 PJ/a nur noch 37% der heute eingesetzten fossilen Primärenergie benötigt. Die Importquote der deutschen Energieversorgung verringert sich von derzeit 75 % auf 57%.

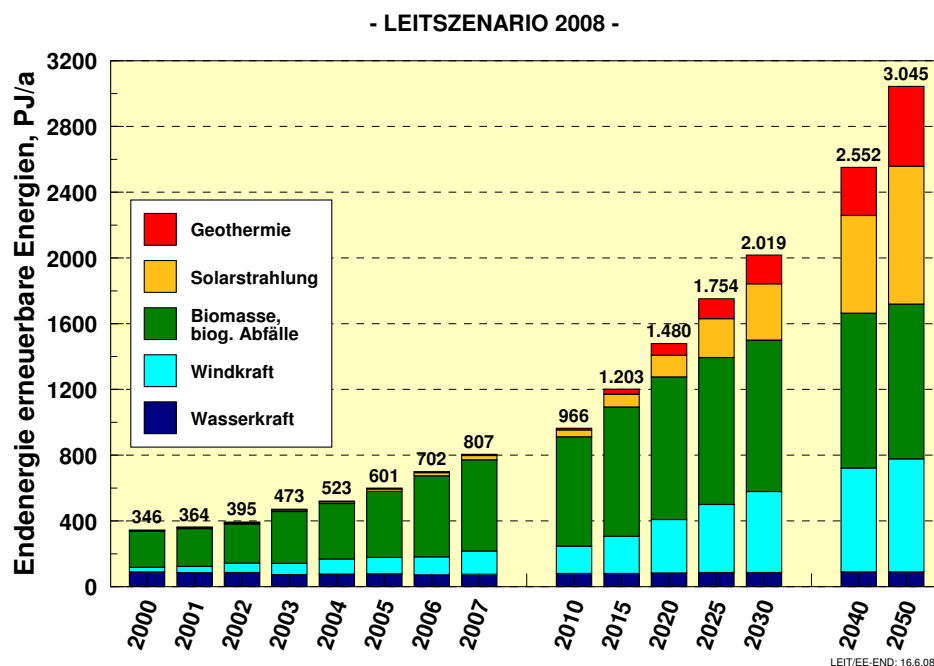


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergiebeitrags der EE im LEITSZENARIO 2008 bis 2050

6. Im Leitszenario 2008 werden bis 2050 gegenüber 1990 insgesamt **780 Mio. t CO₂/a vermieden**, was einer Reduktion um 78,5% entspricht. Davon tragen **EE mit 416 Mio. t CO₂/a** gut die Hälfte bei (**Tabelle 1**). Den weitaus größten Anteil daran hat der Stromsektor mit einer Vermeidung von 300 Mio. t CO₂/a bis 2050, gefolgt vom Wärmesektor mit 75 Mio. t CO₂/a und dem Verkehrssektor mit 41 Mio. t CO₂/a. Insgesamt überwiegt im Stromsektor der Beitrag der EE zur CO₂-Minderung eindeutig, während im Wärmesektor die Effizienzsteigerung den deutlich größten Teil der Emissionsminderung bewirkt. Bis 2020 ist insbesondere die im Wärmesektor erzielbare CO₂-Reduktion von großer Bedeutung. Zu der zwischen 2005 und 2020 erreichten Gesamtminderung (netto) in Höhe von 209 Mio. t CO₂/a trägt der Wärmesektor 110 Mio. t CO₂/a bei.
7. Der Beitrag der **Biomasse am Endenergieverbrauch** steigt von derzeit 6% auf knapp 11% im Jahr 2020 und auf 13% im Jahr 2030. Bis dahin ist das Potenzial, das aus inländischer Biomasse gewonnen werden kann, im Wesentlichen erschlossen. Der in 2050 genutzte Endenergiebetrag mit rund 1 000 PJ/a bzw. einem Energieeinsatz von 1 450 PJ/a, ist das 1,8-fache der derzeit genutzten Menge, was bezogen auf das Jahr

Tabelle 1: Eckdaten des LEITSZENARIO 2008, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

| | 2005 | 2007 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 13855 | 12044 | 10252 | 8972 | 8066 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 665 | 932 | 1317 | 1953 | 2599 | 3218 | 3843 |
| Anteil EE an PEV; % | 4,7 | 6,7 | 9,5 | 16,2 | 25,4 | 35,9 | 47,6 |
| Endenergie, PJ/a | 9240 | 9423 ⁰⁾ | 8996 | 8133 | 7238 | 6469 | 5845 |
| Endenergie EE, PJ/a | 602 | 807 | 966 | 1480 | 2019 | 2552 | 3045 |
| Anteil EE an EEV; % | 6,6 | 8,6⁰⁾ | 10,7 | 18,2 | 27,9 | 39,4 | 52,1 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1852 | 1829 | 1871 | 1791 | 1687 | 1622 | 1568 |
| Strom-End EE, PJ/a/a | 229 | 314 | 361 | 624 | 909 | 1194 | 1364 |
| Anteil EE, % | 12,3 | 17,2 | 19,3 | 34,8 | 53,9 | 73,6 | 87,0 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4859 | 4995 | 4605 | 4033 | 3499 | 2919 | 2480 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 292 | 325 | 385 | 579 | 785 | 971 | 1198 |
| Anteil EE, % | 6,0 | 6,6 | 8,4 | 14,4 | 22,4 | 33,3 | 48,3 |
| Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2529 | 2599 | 2521 | 2308 | 2051 | 1928 | 1796 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 81 | 167 | 220 | 277 | 325 | 387 | 483 |
| Anteil EE, % | 3,2 | 6,4³⁾ | 8,7 | 12,0 | 15,8 | 20,1 | 26,9 |
| Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾ | 612 | 617 | 617 | 586 | 562 | 565 | 583 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 63,6 | 87,5 | 104 | 178 | 282 | 387 | 472 |
| Anteil EE, % | 10,4 | 14,2 | 16,9 | 30,4 | 50,1 | 68,5 | 80,9 |
| Primärenergie, PJ/a ⁵⁾ | 14469 | 13842 | 13855 | 12044 | 10252 | 8972 | 8066 |
| Erneuerbare Energien | 665 | 932 | 1317 | 1953 | 2599 | 3218 | 3843 |
| Mineralöl | 5154 | 4678 | 4855 | 4219 | 3458 | 2853 | 2387 |
| Kohlen | 3576 | 3563 | 2871 | 2244 | 1321 | 707 | 301 |
| Erdgas, Erdölgas, Grubengas | 3295 | 3136 | 3315 | 3269 | 2873 | 2193 | 1535 |
| Fossile Energien, gesamt | 12025 | 11377 | 11141 | 9732 | 7652 | 5768 | 4223 |
| Kernenergie | 1779 | 1533 | 1397 | 360 | 0 | 0 | 0 |
| Energieproduktivität BIP/PEV (1990 = 100) | 130 | 142 | 149 | 202 | 269 | 336 | 394 |
| Verringerung der CO₂- Emissionen seit 1990; %⁶⁾ | 15,5 | 17,2 | 23,7 | 35,7 | 52,7 | 67,1 | 78,5 |
| Durch EE vermiedene CO₂- Emissionen, Mio. t/a⁷⁾ | 86 | 115 | 129 | 192 | 271 | 356 | 416 |

0) entsprechend „EE in Zahlen“ (Juni 2008) wird hier der Endenergieverbrauch des Jahres 2006 als Bezugsgröße verwendet; bezogen auf den (geschätzten) Endenergieverbrauch des Jahres 2007 in Höhe von 8 922 PJ/a beträgt der Anteil der EE bereits 9,0%;

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode;

2) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung;

3) Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz; bei Bezug auf Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs steigt der Anteil der EE im Jahr 2007 auf 7,3%;

4) Bruttostromverbrauch einschließlich Strom aus Pumpspeicher;

5) Temperaturbereinigte Wert 2005 = 14613 PJ/a, 2007 = 14240 PJ/a; entsprechend höhere Werte gelten auch für Mineralöl und Erdgas (Raumheizung);

6) 1990 = 993 Mio. tCO₂/a (Energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess; ohne Emissionen der übrigen prozessbedingten Prozesse);

7) bei Strom nur Verdrängung fossiler Kraftwerke angenommen.

2050 rund 18% Anteil an der Primärenergie entspricht. Biomasse ist kurzfristig ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen Energiebedarfsdeckung mittels EE, sie sollte dabei vorrangig im stationären Bereich in Anlagen hoher Effizienz eingesetzt werden. Längerfristig stößt ihr Einsatz an **ökologisch bedingte Potenzialgrenzen**.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

8. Von 87,5 TWh/a im Jahr 2007 kann der **Beitrag der EE zur Stromversorgung** im Leitszenario 2008 bis 2020 auf 178 TWh/a steigen, (**Abbildung 4; Tabelle 2**). Bezogen auf den ermittelten Bruttostromverbrauch des Jahres 2020 entspricht der Beitrag der EE **30,4%**. Unzureichende Effizienzerfolge bei der Nutzung von Strom können relative Zielvorgaben allerdings deutlich gefährden bzw. würden zu ihrer Einhaltung eine zusätzliche Steigerung der EE-Stromproduktion erfordern. In **2030** werden mit 282 TWh/a bereits **50%** des im Leitszenario 2008 errechneten Bruttostromverbrauchs durch EE gedeckt. Insgesamt ist in 2020 eine Leistung von knapp 70 GW an EE-Anlagen installiert, der doppelte Wert von 2007. In 2030 sind es rund 100 GW.

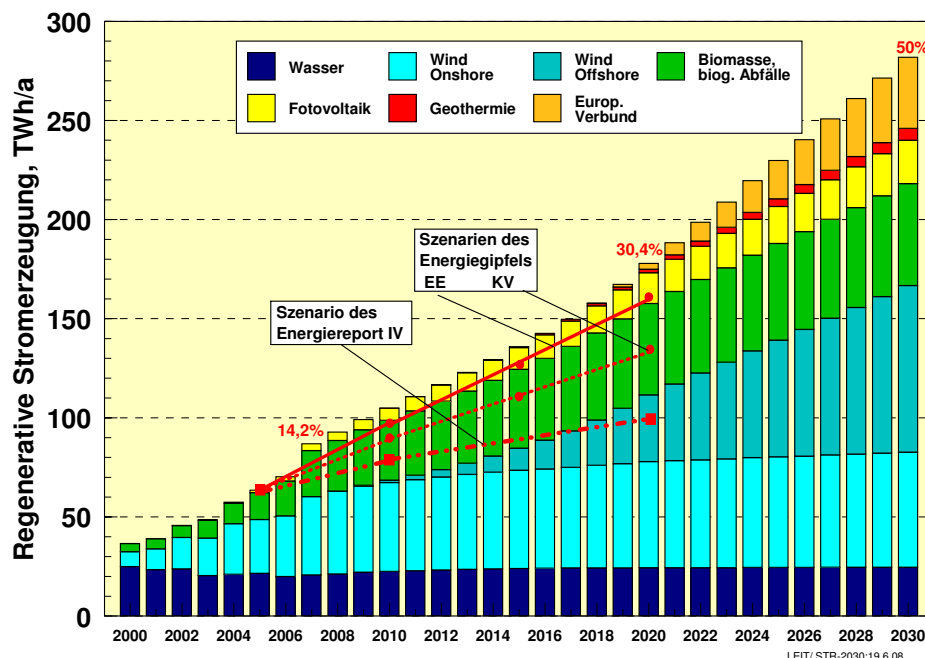


Abbildung 4: Stromerzeugung aus EE im LEITSZENARIO 2008 unter den Bedingungen des aktuellen EEG; Vergleich mit den Szenarien des Energiegipfels und des Energiereport IV

9. Die **Windenergienutzung an Land** führt zu einer installierten Leistung von 28 000 MW in 2020, womit rund 53 TWh/a Strom bereitgestellt werden können. Die **Offshore-Nutzung der Windenergie** beginnt im Szenario im Jahr 2008. Mit einem Ausbau auf 450 MW kann bis Ende 2010 der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung beginnen; bis 2020 kann die Leistung auf 10 000 MW mit einer Stromproduktion von 34 TWh/a steigen. Windkraftanlagen stellen somit in 2020 mit 87 TWh/a 15% der gesamten Bruttostromerzeugung. Bis 2050 steigt der Beitrag der Windenergie mit 209 TWh/a auf 36% der gesamten Bruttostromerzeugung.

- 10. Die Stromerzeugung aus Biomasse** verdoppelt sich bis 2020 gegenüber 2007 auf insgesamt 46 TWh/a. Gleichzeitig wird mit 145 PJ/a Wärme aus KWK-Anlagen rund die dreifache Menge gegenüber dem Wert des Jahres 2007 genutzt. Das für 2020 ermittelte Niveau bei der stationären Verwendung von Biomasse erfordert neben der weitgehenden Nutzung aller biogenen Rest- und Abfallstoffe den Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP) auf 0,45 Mio. ha und den Anbau von Pflanzen für die Vergärung in Biogasanlagen auf 0,70 Mio. ha. Bis 2050 steigt die Stromproduktion aus Biomasse nur noch gering auf insgesamt 54 TWh/a. Dann werden Energiepflanzen auf einer Fläche von 1,85 Mio. ha für die stationäre Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt.
- 11.** Die im Szenario angenommene **Ausbauaktivität der Fotovoltaik** geht von 1 300 MWp/a in 2009 bis 2020 auf stabile 1 000 MWp/a zurück. Dies führt zu einer installierten Leistung in 2020 von 17 900 MWp und einer Stromerzeugung von 16 TWh/a. Deutlichen Kostendegressionen (Stromgestehungskosten in 2020: 15 ct₂₀₀₅/kWh; in 2030: 11 ct₂₀₀₅/kWh) führen auch nach 2020 zu einem stetigen Wachstum, das bis 2030 in einer installierten Leistung von 24 000 MWp resultiert.
- 12.** Strom aus **Geothermie** und Strom aus einem sich etablierenden **europäischen EE-Stromverbund** tragen in 2020 mit knapp 5 TWh/a bereits substantiell zur EE-Stromerzeugung bei. Wegen günstiger Stromgestehungskosten um 6,5 - 7 ct₂₀₀₅/kWh wächst insbesondere die Stromlieferung aus dem europäischen Stromverbund nach 2020 deutlich und beläuft sich in 2030 bereits auf 36 TWh/a.

Tabelle 2: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008

| in TWh/a | 2000 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Wasserkraft | 24,9 | 20,7 | 22,5 | 23,9 | 24,3 | 24,5 | 24,6 | 24,8 | 24,8 |
| Windenergie | 7,6 | 39,5 | 46,0 | 60,7 | 87,2 | 114,7 | 142,2 | 186,7 | 209,3 |
| - Onshore | 7,6 | 39,5 | 44,8 | 49,6 | 53,5 | 55,8 | 58,1 | 63,7 | 66,9 |
| - Offshore | - | - | 1,2 | 11,1 | 33,7 | 58,9 | 84,1 | 123,0 | 142,4 |
| Fotovoltaik | 0,1 | 3,5 | 6,2 | 11,0 | 15,5 | 18,7 | 21,9 | 25,3 | 27,7 |
| Biomasse | 4,1 | 23,7 | 30,2 | 39,8 | 46,2 | 48,8 | 51,4 | 53,8 | 53,8 |
| - Biogas, Klärgas u.a. | 1,7 | 12,0 | 15,6 | 21,9 | 25,6 | 26,0 | 26,3 | 26,3 | 26,3 |
| - feste Biomasse | 0,6 | 7,4 | 10,3 | 13,6 | 16,3 | 18,5 | 20,8 | 23,2 | 23,2 |
| - biogener Abfall | 1,8 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 |
| Erdwärme | - | 0 | 0,1 | 0,6 | 1,8 | 3,9 | 6,0 | 14,7 | 35,7 |
| EU-Stromverbund | - | - | - | - | 3,0 | 19,4 | 35,8 | 82,0 | 121,0 |
| - solartherm. KW | - | - | - | - | 1,0 | 8,5 | 18,2 | 52,0 | 91,0 |
| - andere Quellen | - | - | - | - | 2,0 | 10,9 | 17,6 | 30,0 | 30,0 |
| EE-Strom gesamt | 36,7 | 87,5 | 105,1 | 136,1 | 178,2 | 230,0 | 282,1 | 387,2 | 472,4 |

Gesamte Stromversorgung

13. Die in der Fachwelt genannte Bandbreite außer Betrieb gehender fossil gefeuerter Kraftwerke bis 2020 ist mit 19 bis 33 GW bemerkenswert groß. Daraus resultieren unterschiedliche Einschätzungen über Höhe und Art des Neubaubedarfs. Im Leitszenario 2008 wird angenommen, dass bis 2020 - gerechnet ab dem Jahr 2005 - fossile Kraftwerke mit einer Leistung von 28 GW stillgelegt werden. Hinzu kommen 17 GW Kernkraftwerke und 17 GW an älteren EE-Anlagen, insbesondere Windkraftanlagen. Der erforderliche **Zubau neuer Kraftwerke** beläuft sich auf insgesamt 88 GW (Stichjahr 2005), wovon allein 59 GW von EE-Anlagen stammen. Der noch erforderliche Neubau fossiler Kraftwerke beläuft sich bis 2020 auf 29 GW. Um die im Leitszenario 2008 ermittelte CO₂-Reduktion von insgesamt 36% einzuhalten, müssen davon 9 GW als Kohlekraftwerke und 20 GW als Gaskraftwerke errichtet werden. Der gesamteuropäische Emissionshandel einschließlich der flexiblen Mechanismen CDM und JI eröffnet unter günstigen Voraussetzungen in begrenztem Umfang zusätzliche Spielräume. Nach 2020 kann die Option der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) die weiter erforderliche Reduktion der CO₂-Emissionen im Stromsektor erleichtern.
14. Die Umsetzung des Leitszenarios 2008 verlangt auch, dass 12 GW der neuen fossilen **Kraftwerksleistung in KWK** errichtet werden, davon knapp 3 GW als BHKW. Zusammen mit dem Neubau von 6 GW Klein-HKW und BHKW auf Biomassebasis geht das Leitszenario 2008 von insgesamt 11 GW dezentraler KWK-Leistung in 2020 aus. In der öffentlichen Fernwärmeversorgung und der Industrie sind weitere 19 GW an HKW (11 GW Kohle; 8 GW Erdgas) installiert. Der Anteil der KWK an der Stromversorgung beläuft sich im Leitszenario 2008 in 2020 auf 20,5% und steigt bis 2030 auf 25%. Um bis 2020 eine Steigerung des KWK-Anteils auf 25% entsprechend der Zielsetzung der Bundesregierung zu erreichen (**Szenario E1**), sind erhebliche Wachstumsanstrengungen insbesondere der dezentralen KWK erforderlich (34 GW KWK-Leistung in 2020, davon 13 GW dezentrale KWK). Einen wesentlichen Engpass stellt der Wärmemarkt dar. Bei zurückgehender Wärmenachfrage um 18% müssen zusätzlich 50% KWK-Wärme in dem kurzen Zeitraum bis 2020 vorwiegend im Altbaubestand untergebracht werden.
15. Die **strukturelle Umstellung der Stromversorgung**, die zu einer deutlichen Reduktion der Kondensationsstromerzeugung und zu einer neuen Verteilung zwischen Großkraftwerken und dezentralen Anlagen führt, verläuft über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten (**Abbildung 5**). Im Jahr 2030 erreichen die EE einen Anteil von 50% an der Stromerzeugung, werden also im Stromsektor zur wichtigsten Energiequelle. Der Kondensationsstromanteil sinkt von derzeit 82% über 56% im Jahr 2020 und beträgt im Jahr 2030 noch 34%. Neben intelligentem Lastmanagement, „virtuellen“ Kraftwerken, weiteren Speicherkraftwerken (z.B. Druckluftspeicher) und einer großräumigen Vernetzung der Stromversorgung tragen nach 2030 auch Teile der EE-Stromerzeugung in größerem Umfang zu den wachsenden Regelungs- und Ausgleichsaufgaben bei. Flexible zusätzliche Stromverbraucher wie Elektro-PKW, H₂-Elektrolyse u.ä. unterstützen diese Aufgabe. Im Jahr 2050 stellen die EE im Leitszenario 2008 rund 80% der Bruttostromerzeugung bereit. Die verbleibenden fossil gefeuerten Kondensationskraftwerke werden zu diesem Zeitpunkt vorwiegend für Reserve- und Ausgleichsaufgaben eingesetzt.

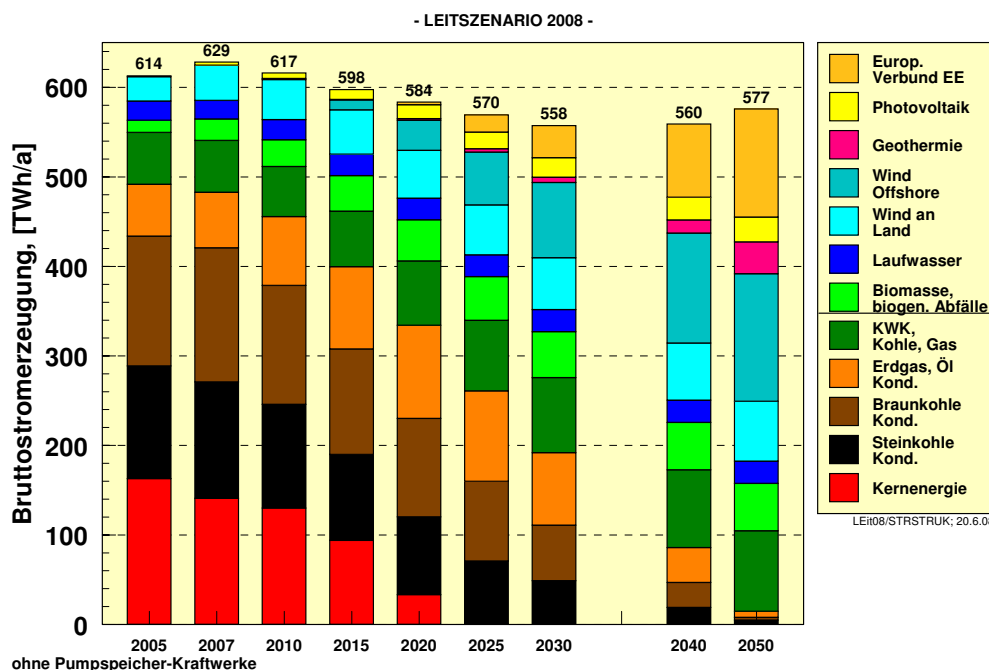


Abbildung 5: Struktur der Bruttostromerzeugung im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten

16. Während der gesamten Periode der Außerbetriebnahme der Kernenergie übertrifft die zusätzliche EE-Stromerzeugung den Rückgang des aus Kernenergie erzeugten Stroms. Um jedoch die Reduktion der CO₂-Emissionen des gesamten Energiesystems in dem für den Klimaschutz erforderlichen Ausmaß zu reduzieren, ist parallel eine erfolgreiche Umsetzung bedeutender Effizienzsteigerungen und des Ausbaus der KWK unerlässlich. Der Anteil des Erdgases an der Stromversorgung steigt dadurch. Der erhöhte Erdgasbedarf im Stromsektor kann jedoch durch Einsparungen im Heizwärmebereich kompensiert werden, sodass die Gesamtnachfrage bis 2020 nicht steigt und danach deutlich zurückgeht (**Abbildung 6**).
17. In der im Leitszenario 2008 vorgeschlagenen Kombination von Effizienzsteigerung, EE- und KWK-Ausbau sinken die **CO₂-Emissionen der gesamten Stromversorgung** bis 2020 trotz Ausstieg aus der Kernenergie von derzeit 310 Mio. t CO₂/a um 20% auf 248 Mio. t CO₂/a. Unter besonders günstigen Rahmenbedingungen für Effizienzsteigerungen, KWK- und EE-Ausbau (**Szenario E2**) lassen sich die CO₂-Emissionen der Stromversorgung bis 2020 sogar auf 214 Mio. t/a, also um 31% gegenüber 2005, reduzieren. Werden dagegen unter den sonst unveränderten Bedingungen des Leitszenarios 2008 die derzeit bekannten stärker kohleorientierten Neubaupläne der Energieversorger umgesetzt, liegen die CO₂-Emissionen der Stromversorgung im Jahr 2020 im Vergleich zum Leitszenario 2008 bei 273 Mio. t/a, was einer Reduktion gegenüber 2007 von lediglich 13% entspricht.

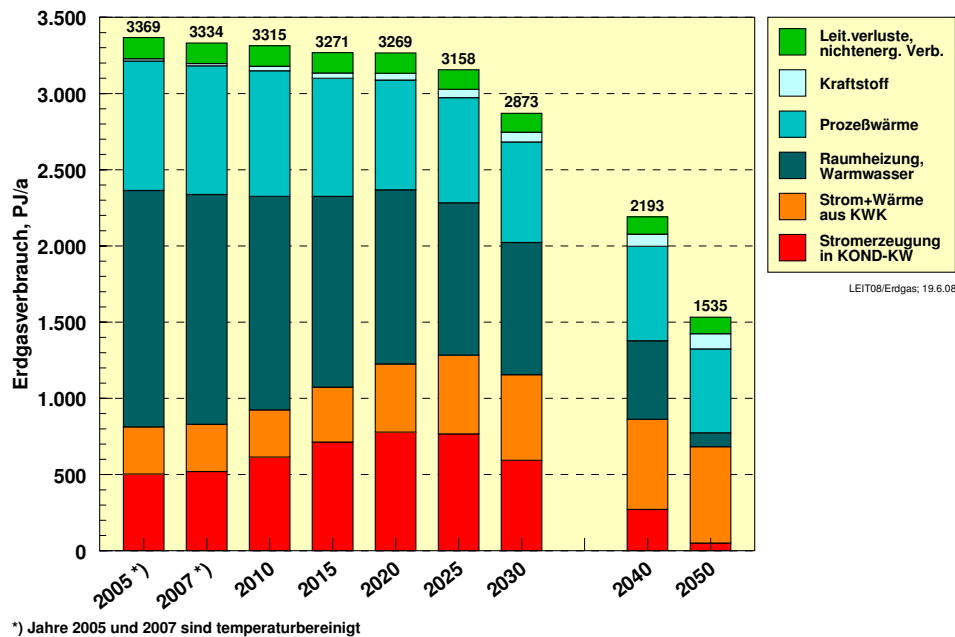


Abbildung 6: Erdgasverbrauch im LEITSZENARIO 2008 nach Verwendungsarten

Wärmeversorgung

18. Die **Nachfrage nach Wärme** sinkt bis 2020 mit 4 600 PJ/a auf 82% des heutigen Wertes und bis 2050 auf knapp 50% (**Abbildung 7; Tabelle 3**). Der Beitrag der EE steigt bis 2020 auf 14,4% und bis 2030 auf gut 22%. In 2050 kann die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie mittels EE bereitgestellt werden. Der Beitrag netzgebundener Wärme (Fern- und Nahwärme, industrielle KWK; Objekt-KWK) steigt längerfristig noch auf 725 PJ/a, wobei die Biomasse die stärksten Zuwächse verzeichnet. An fossilen Energien werden in 2050 nur noch 1 200 PJ/a benötigt, was rund 25% des heutigen fossilen Einsatzes entspricht.
19. Wegen der großen Potenziale ermöglicht die **Effizienzstrategie (Gebäudesanierung und Wärmenutzung aus KWK-Ausbau)** eine beachtliche Verminderung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor. Von den insgesamt zwischen 2005 und 2050 vermiedenen 260 Mio. t CO₂/a im Wärmebereich stammen 77% aus der Reduktion der Wärmenachfrage und dem fossilen KWK-Ausbau. Ohne eine erfolgreiche Mobilisierung dieser Minderungspotenziale ist eine effiziente Klimaschutzstrategie im Wärmesektor nicht zu erreichen. Bis 2020 trägt insbesondere der Wärmesektor überproportional zur CO₂-Reduktion bei. Er setzt auch die Erdgasmengen frei, die im Stromsektor für eine effiziente KWK-Strategie und für neue erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke benötigt werden.
20. Bis 2050 muss der Wärmesektor einen gravierenden Strukturwandel durchlaufen. Die weiter vordringende KWK und der Ausbau der EE erfordern in beträchtlichem Ausmaß die Umwandlung von Einzelheizungen in **netzgebundene Wärmeversorgungen**. Im Leitszenario 2008 sinkt ihr Anteil von derzeit 88% auf 35% in 2050. Während die Wärmebereitstellung aus EE heute zu 70% mit Einzelanlagen erfolgt, werden im Leitszenario in 2050 rund 60% der EE-Wärme über Nahwärmanlagen bereitgestellt. Ihr Beitrag muss dazu auf das 8-fache des heutigen Wertes steigen. Die durch die klimapolitischen

Zielsetzungen der Bundesregierung notwendig gewordenen strukturellen Veränderungen im Wärmemarkt erfordern eine sehr genaue Beobachtung der Wirkungsweise des derzeitigen energiepolitischen Instrumentariums und ggf. rasche Nachjustierungen.

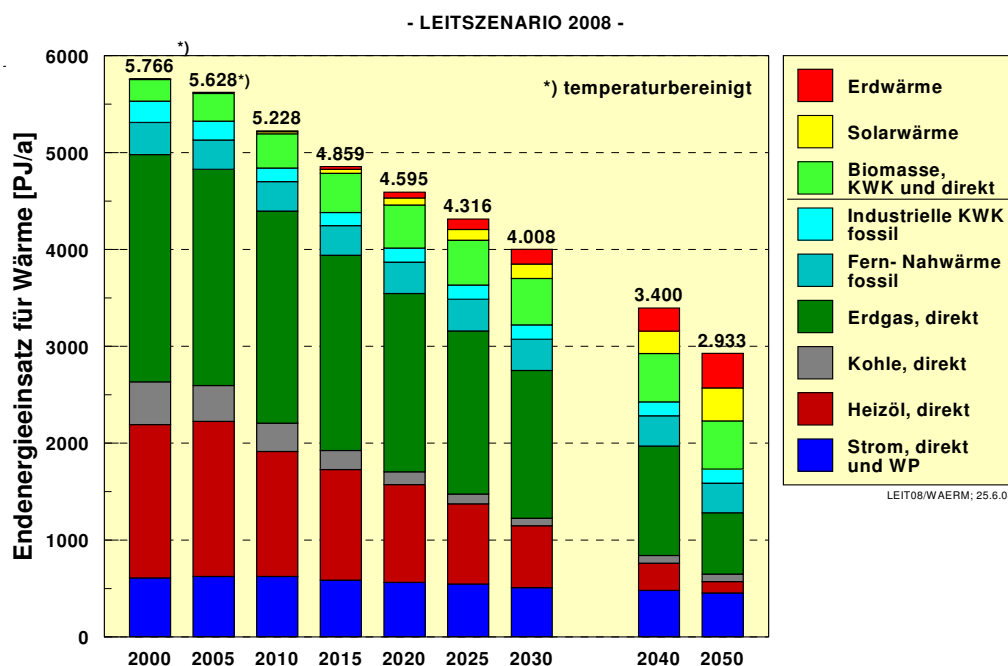


Abbildung 7: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern

Tabelle 3: Wärme- und Kraftstofferzeugung erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008

| In TWh/a | 2000 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Biomasse | 54,3 | 84,2 | 97,9 | 112,8 | 123,6 | 128,6 | 133,5 | 138,7 | 138,7 |
| - Biogas, Klärgas u.a. | 1,0 | 8,0 | 9,5 | 14,8 | 19,0 | 19,4 | 19,8 | 19,8 | 19,8 |
| - feste Biomasse | 50,0 | 71,3 | 83,4 | 93,0 | 99,6 | 104,2 | 108,7 | 113,9 | 113,9 |
| - biogener Abfall | 3,3 | 4,9 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Solarkollektoren | 1,3 | 3,7 | 5,8 | 12,1 | 20,0 | 30,7 | 41,3 | 64,4 | 94,5 |
| - Einzelanlagen | 1,3 | 3,6 | 5,5 | 10,5 | 16,1 | 22,4 | 28,7 | 37,4 | 46,5 |
| - Nahwärme | 0 | 0,1 | 0,3 | 1,6 | 3,9 | 8,3 | 12,6 | 27,0 | 48,0 |
| Erdwärme | 1,4 | 2,3 | 3,1 | 8,0 | 17,3 | 30,2 | 43,1 | 66,8 | 99,8 |
| - Einzelanlagen | 1,3 | 2,0 | 2,6 | 5,4 | 9,1 | 13,0 | 17,0 | 19,5 | 21,9 |
| - Nahwärme | 0,1 | 0,3 | 0,5 | 2,6 | 8,2 | 17,2 | 26,1 | 47,3 | 77,9 |
| EE-Wärme gesamt | 57,0 | 90,2 | 106,8 | 123,9 | 160,9 | 189,5 | 217,9 | 269,9 | 333,0 |
| Biokraftstoffe | 2,6 | 46,6 | 61,1 | 69,4 | 77,0 | 80,6 | 83,3 | 83,3 | 83,3 |
| EE-Wasserstoff | - | - | - | - | - | - | 7,0 | 24,1 | 50,9 |
| EE-Kraftstoffe ges. *) | 2,6 | 46,6 | 61,1 | 69,4 | 77,0 | 80,6 | 90,3 | 107,4 | 134,2 |

*) EE-Strom für Verkehr in Tabelle 2 enthalten

Verkehrssektor

21. Die Reduktion des mittleren spezifischen **Kraftstoffverbrauchs der gesamten Fahrzeugflotte** um 25% im Individualverkehr und um 20% im Straßengüterverkehr bewirkt im Leitszenario 2008 einen Rückgang des Gesamtverbrauchs im Verkehr bis 2020 um 10% auf rund 2 400 PJ/a (**Abbildung 8**). Wegen gleichzeitiger noch beträchtlicher Wachstumstendenzen im Güterverkehr entfaltet die Effizienzstrategie im Verkehrssektor mittelfristig nur eine begrenzte Wirkung. Bis 2050 wird von einem Rückgang des spezifischen Verbrauchs im Individualverkehr von insgesamt 42% gegenüber 2005 ausgegangen, im Güterverkehr von 35% und im Luftverkehr von 32%. Damit reduziert sich die gesamte Energienachfrage im Verkehr bis 2050 auf 1 880 PJ/a, was 73% des Wertes von 2005 entspricht.

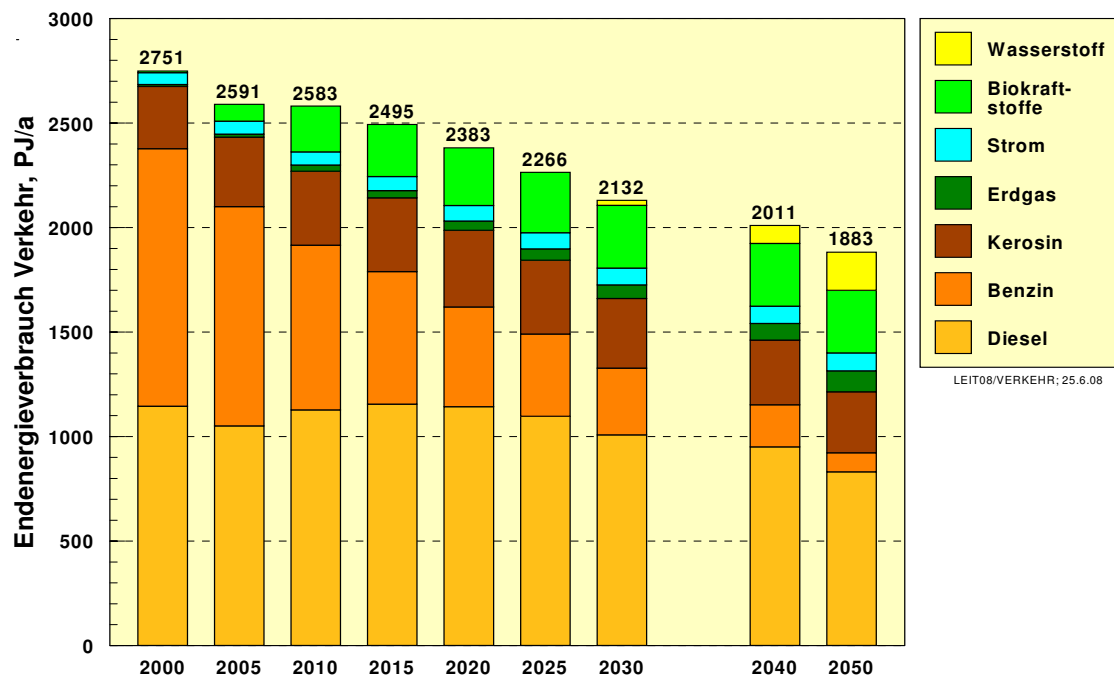


Abbildung 8: Energieeinsatz im Verkehr im LEITSZENARIO 2008 nach Kraftstoffarten

22. Unter der Voraussetzung einer wesentlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen ist die maßvolle Einführung **biogener Kraftstoffe** eine empfehlenswerte Übergangsstrategie, wenn die Nachhaltigkeitskriterien, die u. a. in der Biomassestrategie des BMU definiert sind, eingehalten werden. Aus den so definierten „ökologischen“ inländischen Potenzialen (siehe Punkt 7) steht in der im Leitszenario 2008 vorgenommenen Nutzungsaufteilung für den Verkehrssektor eine verfügbare Anbaufläche für Biokraftstoffe von maximal 2,35 Mio. ha zu Verfügung. Wegen der beschränkten Reduktionspotenziale an Treibhausgasen der derzeit genutzten Kraftstoffe der „1. Generation“ wird die Ausweitung von Biokraftstoffen im Leitszenario 2008 zurückhaltend gehandhabt. Im Jahr 2010 wird ein Anteil am gesamten Kraftstoffverbrauch von 8,7% (bzw. 10,7% des Kraftstoffverbrauchs für den Straßenverkehr und bis 2020 von 12% (14,6) erreicht (**Tabelle 3**) Bis 2050 erreicht der Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch einen Anteil von 17% (20%).

23. Im **Zusammenwirken von Effizienzmaßnahmen und EE-Ausbau** beträgt der fossile Beitrag zur Kraftstoffbereitstellung im Leitszenario 2008 mit rund 1 300 PJ/a im Jahr 2050 noch 50% des Verbrauchs von 2005. Der Verkehrssektor wäre damit zwar aus seiner derzeitigen extremen Abhängigkeit vom Öl in beträchtlichem Maße befreit, ist jedoch im Vergleich zum Strom- und Wärmesektor zu diesem Zeitpunkt noch mit der höchsten „CO₂-Hypothek“ belastet.
24. Perspektivisch bestehen allerdings sehr attraktive Möglichkeiten kostengünstigen **EE-Strom** in relevantem Umfang im **Verkehrssektor** einzusetzen. Dazu stehen die Elektromotoren und der Wasserstoffantrieb zur Verfügung. Ihr mögliches Wachstum wurde im **Szenario E3** dargestellt. Bereits in 2030 können knapp 25% des Endenergiebedarfs im Verkehr durch EE (Biokraftstoffe + Strom) gedeckt werden. **Bis 2050 steigt dieser Anteil auf 56%**. Damit würden 75% aller PKW, 50% der LKW und 50% des Luftverkehrs mit EE-Biokraftstoffen, EE-Strom und EE-Wasserstoff betrieben. Dazu werden insgesamt 205 TWh/a EE-Strom zusätzlich benötigt (35 TWh/a für Elektro-PKW, 170 TWh/a für EE-Wasserstoff), die vorwiegend aus großen und kostengünstigen Potenzialen (Offshore-Windkraft; solarthermische Kraftwerke) stammen. Im Szenario E3 werden in 2050 mit 755 PJ/a nur noch 30% der derzeit eingesetzten fossilen Kraftstoffmenge benötigt.

Investitionen und Kosten

25. Eine Entwicklung der EE gemäß dem Leitszenario 2008 sollte die Untergrenze des zukünftigen EE-Ausbaus sein, damit der Inlandsmarkt mittelfristig die Fähigkeit zu seiner weiteren Stabilisierung auf der Basis eines etwa gleichbleibenden **Investitionsvolumen** im Umfang von 10 bis 12 Mrd. €₂₀₀₅/a (Strom + Wärme einschl. Wärmenetze für EE) aufrechterhalten kann (**Abbildung 9**). Damit festigen sich die Chancen, die Technologieführerschaft in vielen EE-Technologien zu behalten und den Aufbau von Exportmärkten weiter zu betreiben. Nach 2020 steigen die jährlichen Investitionsvolumina deutlich auf 15 Mrd. €₂₀₀₅/a in 2030 und über 20 Mrd. €₂₀₀₅/a in 2050. Die zwischen 2008 und 2020 kumulierten Investitionen in EE-Anlagen belaufen sich auf 160 Mrd. €₂₀₀₅ (91 Mrd. € für Strom; 69 Mrd. € für Wärme).
26. Für die EE-Technologien zur **Stromerzeugung** stellen sich längerfristig **Gestehungskosten** zwischen 4 und 8 ct₂₀₀₅/kWh_{el} ein. Lediglich die Fotovoltaik wird in mitteleuropäischen Breiten auch dann noch um 10 ct₂₀₀₅/kWh_{el} liegen. Die Mittelwerte der Stromerzeugung aus Windenergie liegen um 2020 dagegen bereits bei 6,5 ct₂₀₀₅/kWh_{el} und sinken bis 2050 auf 5 ct₂₀₀₅/kWh_{el}. Der Mittelwert der Kosten aller installierten EE-Neuanlagen lag in 2007 bei 11 ct₂₀₀₅/kWh_{el}. Bis 2020 sinkt er im Leitszenario 2008 kontinuierlich auf 8,0 ct₂₀₀₅/kWh_{el}, bis 2030 auf 6,7 ct₂₀₀₅/kWh_{el} und bis 2050 auf 5,5 ct₂₀₀₅/kWh_{el}. Das derzeitige und auch längerfristige Kostenniveau der Wärmebereitstellung aus EE liegt bei 8 bis 10 ct₂₀₀₅/kWh_{th}. Deutlich darüber liegen nur noch kleinere Kollektoranlagen und Erdwärmeanlagen mit Wärmepumpen mit derzeitigen Wärmekosten um 15 ct/kWh_{th}. Auch sie besitzen noch beträchtliche Kostensenkungspotenziale.

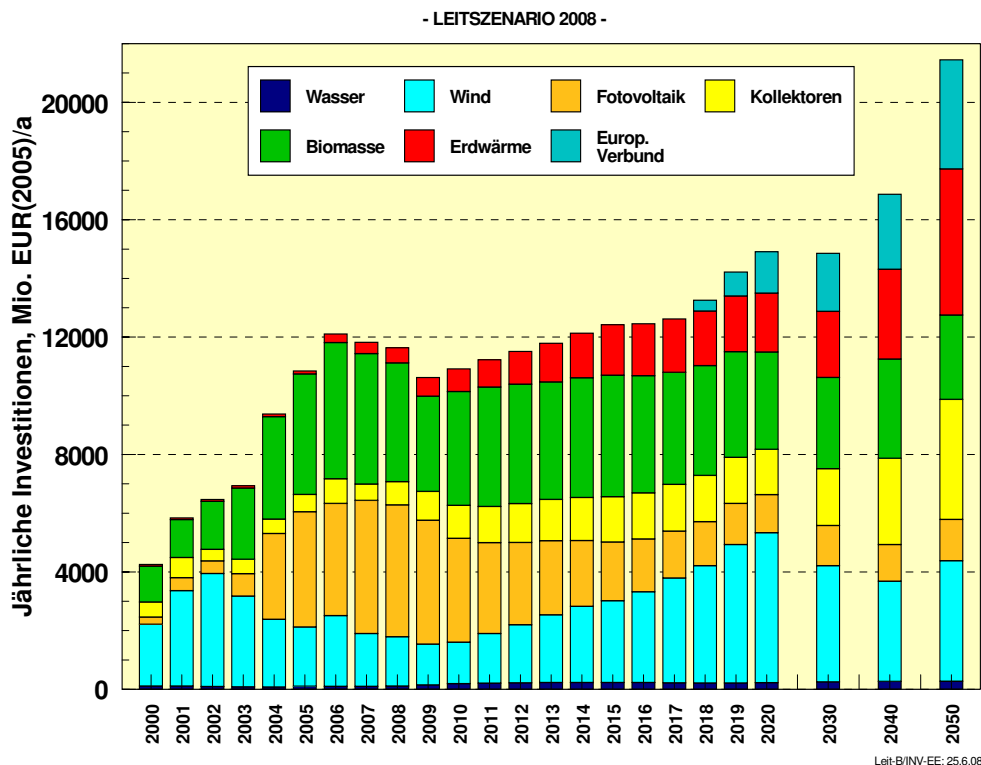


Abbildung 9: Jährliches Investitionsvolumen für EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung (einschließlich Investitionen für Nahwärmenetze) im LEITSZENARIO 2008

27. Die mittleren Stromgestehungskosten des EE-Mixes **mit und ohne Fotovoltaik** unterscheiden sich gegenwärtig um 2,2 ct₂₀₀₅/kWh, was auf das derzeit starke Wachstum der Fotovoltaik zurückzuführen ist. Mit zunehmender Kostenreduktion der Fotovoltaik verringert sich aber diese Kostendifferenz deutlich und ist ab 2030 vernachlässigbar. Beim weiteren Ausbau der Fotovoltaik muss sorgfältig zwischen industriellen Gesichtspunkten (Aufbau industrieller Exportfähigkeit; Unterstützung der Mobilisierung weiterer Kostensenkungspotenziale) und energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten (möglichst günstige Stromkosten des EE-Mixes; nicht zu hoch ansteigende Differenzkosten) abgewogen werden.
28. Über die ökonomischen Auswirkungen und längerfristigen Vorteile der Einführung von EE und der Nützlichkeit verstärkter Effizienzsteigerungen entscheidet wesentlich das zukünftige Kostenniveau der herkömmlichen Energieversorgung. Dazu wurden für das Leitszenario **drei Pfade der zukünftigen Entwicklung fossiler Energiepreise** abgeleitet. Mit diesem Preisfächer kann in ausreichendem Maße dargestellt werden, wie stark Annahmen zur zukünftigen Preisentwicklung fossiler Energien in die Beurteilung einer Ausbaustrategie für erneuerbare Energien (und Effizienzsteigerungen) eingehen. In Relation zur gegenwärtigen Entwicklung des Rohölpreises kann selbst der Preispfad A: „Deutlicher Anstieg“ als relativ konservativ bezeichnet werden. Ausgehend vom Jahresmittelwert (in \$₂₀₀₅, Klammerwert = nominaler Preis) des Jahres 2007 von 71 \$/b (74 \$/b) steigt der Importpreis von Rohöl in diesem Pfad bis 2020 auf 94 \$/b (126 \$/b) und bis 2030 auf 108 \$/b (177 \$/b). Im Preispfad B „Mäßiger Anstieg“ läge der Ölpreis zu diesem Zeitpunkt bei 86 \$/b (141 \$/b). Der Preispfad C „Sehr niedrig“ beschreibt real annähernd konstant bleibende Energiepreise (Ölpreis um 60 \$/b). Die **Preise für CO₂**-

Zertifikate steigen von 24 €₂₀₀₅/t (Preispfad A; 2010) auf 70 €₂₀₀₅/t (2050) bzw. von 20 €₂₀₀₅/t (Preispfad B; 2010) auf 45 €₂₀₀₅/t (2050).

29. Neue fossile Kraftwerke stellen im Mix des Leitszenario 2008 um das Jahr 2020 Strom zwischen 7 und 8,5 ct₂₀₀₅/kWh bereit (Preispfade B bzw. A). Im Jahr 2030 werden sie zwischen 8 und 10,5 ct₂₀₀₅/kWh liegen und bis 2050 kontinuierlich auf 9 bis 13 ct₂₀₀₅/kWh steigen. Dabei wird davon ausgegangen, dass CO₂-Zertifikate vollständig versteigert werden. Unter diesen Voraussetzungen wird der EE-Mix des Leitszenarios 2008 um 2020 (ohne Fotovoltaik bereits um 2015) kostengünstiger als die fossile Strombereitstellung. Der weitere Ausbau der EE bewirkt daher eine Stabilisierung des Stromkostenniveaus bei rund 8,8 ct₂₀₀₅/kWh (Preispfad A; Mittelspannungsebene; **Abbildung 10**) mit einer Tendenz zu langfristig weiterer Reduktion entsprechend der weiteren Kostendegressionspotenziale der EE. Wird der Preispfad B zugrunde gelegt, ändert sich Ergebnis nicht grundsätzlich. Lediglich der Schnittpunkt der Kostenkurven verschiebt sich um ca. fünf Jahre.

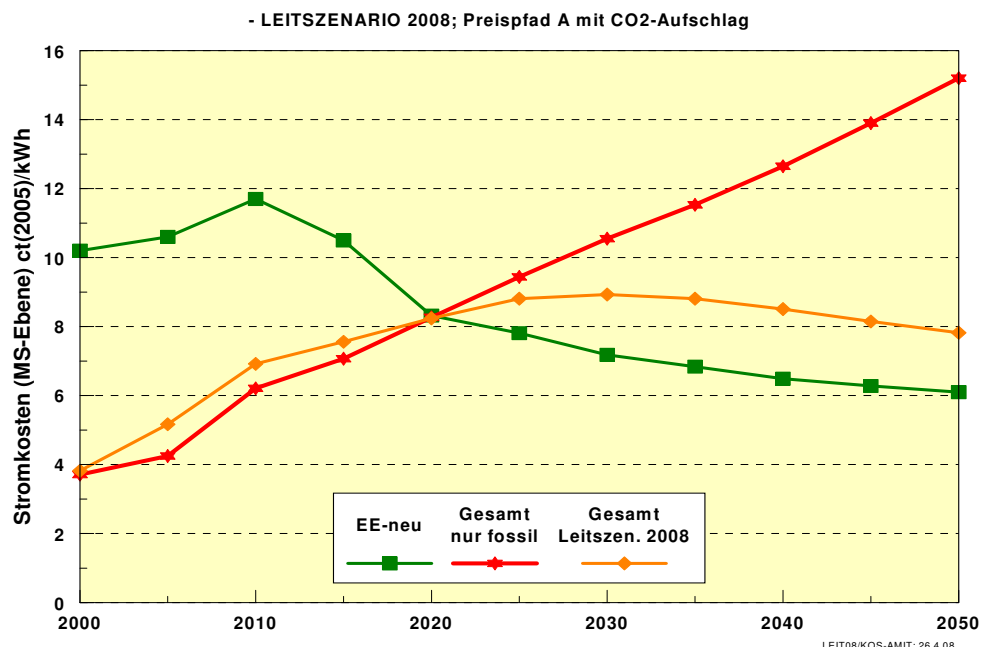


Abbildung 10: Mittlere Stromgestehungskosten im LEITSZENARIO 2008 (Preispfad A) im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und einem Mix aus Altkraftwerken und ausschließlich fossilen Neubauten

Differenzkosten; CO₂-Vermeidungskosten

30. Die Differenzkostenermittlung des EE-Ausbaus erfolgt auf betriebswirtschaftlicher Kostenbasis, d.h. Energiegestehungskosten der EE werden mit den Energiegestehungskosten fossiler Energieanlagen verglichen. Diese Differenzkosten bewegen sich im Strombereich in derselben Größenordnung wie die Mehrbeschaffungskosten des EEG, unterscheiden sich aber im Einzelnen. Außerdem wird hier auch die „alte“ Wasserkraft aus größeren Kraftwerken berücksichtigt, die zu den günstigsten Stromerzeugungsquellen gehört. Die jährlichen **Differenzkosten des gesamte EE-Ausbaus** beliefen sich im Jahr 2007 auf 6,7 Mrd. €₂₀₀₅/a. Davon stammen 57% von der Stromversorgung (**Abbil-**

dung 11). Sie steigen gegenüber der Preisentwicklung des Pfades A noch auf 8,5 Mrd. €₂₀₀₅/a im Jahr 2010; davon 4,8 Mrd. €₂₀₀₅/a für den Stromsektor, 1,7 Mrd. €₂₀₀₅/a für den Wärmesektor und 2 Mrd. €₂₀₀₅/a für den Kraftstoffsektor und gehen danach deutlich zurück. Um das Jahr 2022 entstehen keine Differenzkosten mehr. EE decken dann knapp 20% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden bereits 200 Mio. t CO₂/a. In der Periode 2021-2030 ersparen die weiter wachsenden EE der Volkswirtschaft bereits 6 Mrd. €₂₀₀₅/a, die andernfalls zusätzlich für den Mehrbedarf an fossilen Energien aufgewandt werden müssten. In der Periode 2031-2040 erhöht sich dieses Ersparnis auf 27 Mrd. €₂₀₀₅/a.

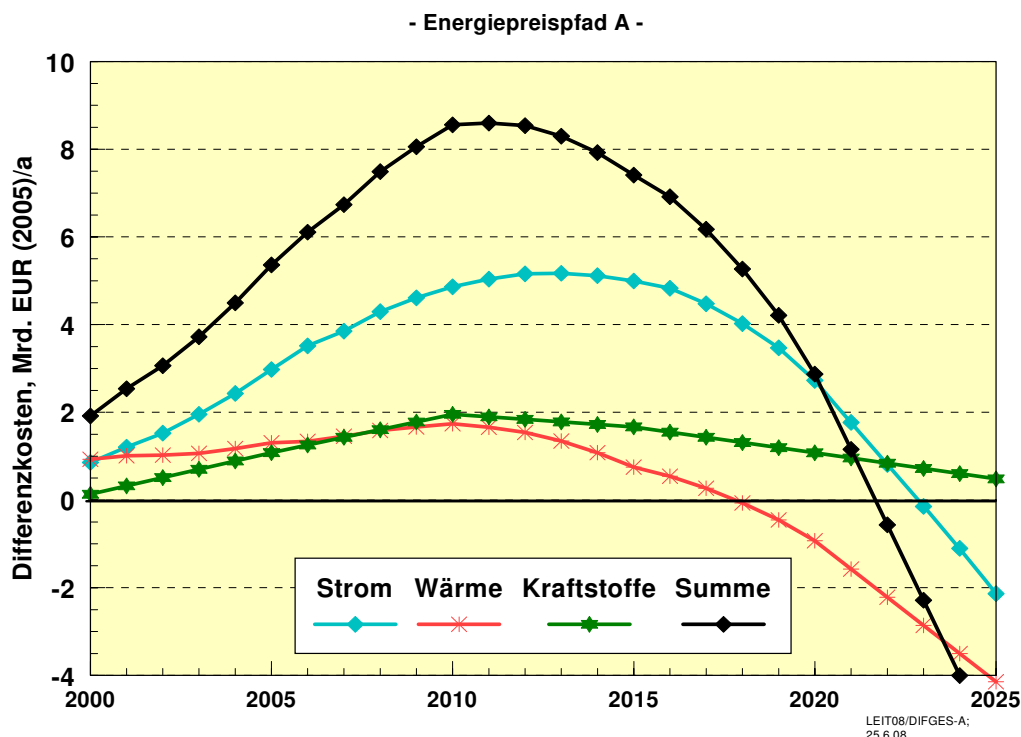


Abbildung 11: Differenzkosten des EE-Ausbaus in allen Sektoren im LEITSZENARIO 2008 bei Preissteigerungen entsprechend Preispfad A

31. Die Differenzkosten der EE-Stromerzeugung allein steigen im Leitszenario 2008 bis 2013 noch auf 5,2 Mrd. €/a. Danach sinken sie und werden um das Jahr 2023 negativ. Im Jahr 2030 „sparen“ sie der Volkswirtschaft bereits 7 Mrd. €/a gegenüber einer fiktiven fossilen Stromversorgung. Von erheblicher Bedeutung sind inzwischen die Differenzkosten der Fotovoltaik. Das starke Wachstum der letzten Jahre hat in 2007 zu gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten von ca. 1,6 Mrd. €/a geführt. Trotz erheblicher weiterer Kostendegressionen werden sie im Ausbaupfad des Leitszenarios 2008 mit einer kumulierten Leistung in 2020 von 17,9 GW_p bis 2018 auf insgesamt 3,5 Mrd. €/a steigen. Bis 2030 sinken sie dann jedoch – bei weiterem Ausbau im Inland auf dann 24 GW_p – auf 1 Mrd. €/a. **Abbildung 12** verdeutlicht die Unterschiede in den Differenzkosten der Fotovoltaik und den anderen stromerzeugenden Technologien. Ohne Fotovoltaik steigen die Differenzkosten der EE-Stromerzeugung nicht mehr über das derzeitige Niveau. Abbildung 12 kann auch die Wirkung unterschiedlicher Energiepreispfade auf die Entwicklung der Differenzkosten entnommen werden.

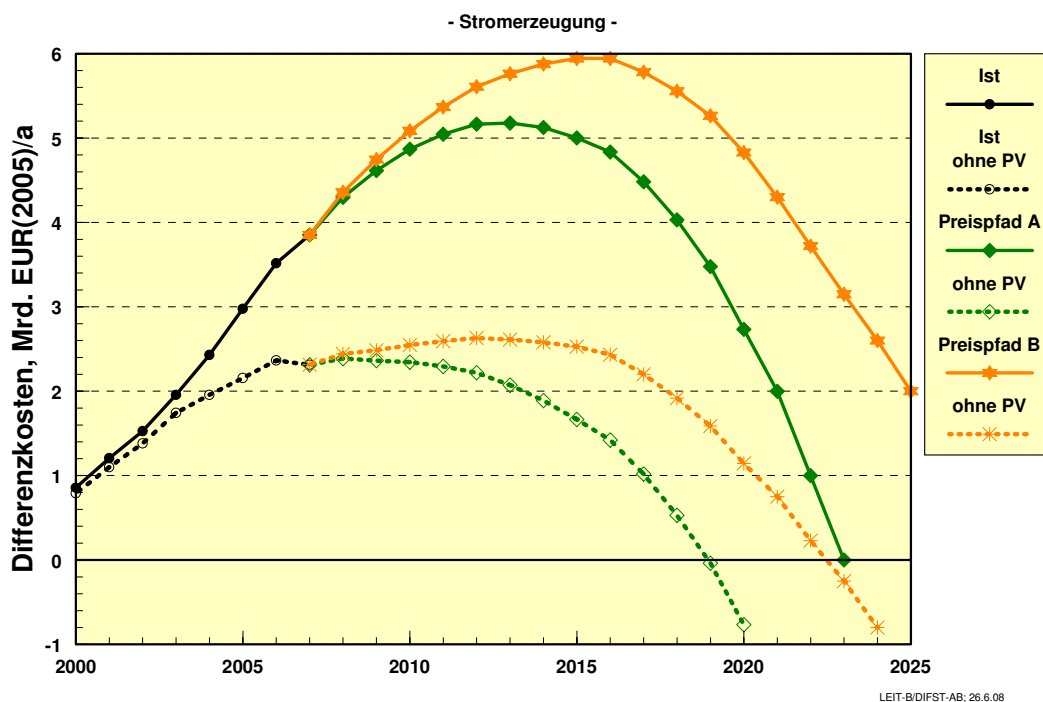


Abbildung 12: Gesamte Differenzkosten der EE-Stromversorgung im LEITSZENARIO 2008 für die Preispfade A und B mit und ohne Fotovoltaik

32. Aus der Kombination von Differenzkosten und den vermiedenen (Netto-) CO₂-Mengen erhält man Aussagen über die zeitliche Entwicklung der **CO₂-Vermeidungskosten von EE**. Für den EE-Strommix des Leitszenario 2008 liegen die mittleren CO₂-Vermeidungskosten derzeit bei 55 €/t CO₂ und sinken bis 2020 auf 14 €/t. Im Wärmesektor liegen die Vermeidungskosten des Gesamtmixes derzeit bei 70 €/t CO₂ (Biomasse allein 40 €/t CO₂). Für Biokraftstoffe ergeben sich derzeit noch relativ hohe Vermeidungskosten von 270 €/t. Wie im Stromsektor, sinken auch im Wärme- und Kraftstoffsektor die CO₂-Vermeidungskosten rasch. Für Biomasse erreichen sie um 2013 den Wert Null, für Solarkollektoren und Erdwärme um 2020, Biokraftstoffe und Wasserstoff durchschreiten die Nulllinie um 2030 (Energiepreispfad A).
33. Die Analyse zeigt, dass selbst ohne die Berücksichtigung externer Kosten der Energiebereitstellung die erforderlichen **Vorleistungen in den Ausbau der EE mehr als kompensiert werden**. Die bis 2020 noch zu erbringenden zusätzlichen Aufwendungen erweisen sich als eine sehr kluge energiepolitische und volkswirtschaftlich sinnvolle Investition. Allerdings ist dazu eine dynamische Betrachtung der Gesamtentwicklung mit ausreichend großem Zeithorizont erforderlich. Die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines deutlichen EE-Ausbaus hängt entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preiswirkungen einer Verknappung fossiler Ressourcen und von einer verursachergerechten Anlastung wirksamer Klimaschutzmaßnahmen (Emissionshandel) ab. Auf wieder sinkende oder (real) zukünftig konstante Energiepreise zu hoffen, könnte fatale Folgen für Volkswirtschaften haben, die zu wenig in kostenstabilisierende Effizienz- und EE-Energietechnologien investieren.

34. Wird die betriebswirtschaftliche Kostenbetrachtung auf der Basis der gewählten Preis-
pfade um den Idealfall der **vollen Einbeziehung der externen Kosten** der Energieer-
zeugung ergänzt, kann der bereits **heute wirksame Nutzen einer EE- und Effizienz-
Strategie** besser sichtbar gemacht werden. Nimmt man als Beispiel einen Wert von
70 €/t CO₂ für die externen (Schadens-) Kosten als repräsentativen Indikator zur Ermitt-
lung der tatsächlichen Gestehungskosten der Stromerzeugung (der „Stern-Report nennt
85 €/t CO₂ als realistischen Wert), so erhält man bereits heute einen anzulegenden mitt-
leren Strompreis von etwa 10 ct/kWh_{el}. Gegenüber diesen Vollkosten fossiler Strombe-
reitstellung „erwirtschaftet“ die derzeitige EE-Stromerzeugung (unter Einbeziehung der
vorhandenen Wasserkraft) bereits einen „Kostengewinn“ von 1,2 Mrd. €/a. Die jährlich
vermiedenen Kosten steigen unter dieser Annahme bis 2020 bereits auf 14 Mrd. €/a.
Betrachtet man vor diesem Hintergrund nur die über das EEG geförderten EE-
Technologien (einschl. Fotovoltaik), so verursachen diese derzeit praktisch keine Zu-
satzkosten. Dieses Ergebnis bestätigt eindrucksvoll die gesamtwirtschaftliche Nützlich-
keit des EEG.

Szenarien E und D: Bandbreiten zukünftiger Entwicklungen

35. Das Leitszenario 2008 ist nur eine von **zahlreichen möglichen Entwicklungen** des
Energiesystems. Unter günstigen Voraussetzungen sind auch weitergehende Entwick-
lungen in einzelnen Bereichen oder Sektoren vorstellbar. Ebenso ist die Verfehlung ei-
nes oder mehrerer Ziele möglich. Aus den Ergebnissen solcher Szenariovarianten kön-
nen Rückschlüsse auf zukünftig zu treffende Entscheidungen zur Absicherung von Kli-
maschutzstrategien gezogen werden. In der Leitstudie wurden zwei Szenariengruppen
(**E = „Effizienz“ und D = „Defizite“**) modelliert, welche die Bandbreite eines möglichen
Entwicklungskorridors aufzeigen. Einzelne Aspekte daraus wurden bereits an passen-
der Stelle erläutert.
36. In den **E-Szenarien** (E1: Verstärkte Effizienz und KWK-Ausbau; E2: zusätzlicher Aus-
bau von EE-Technologien gegenüber dem Leitszenario 2008; E3: zusätzlicher Einsatz
kostengünstigen EE-Stroms im Verkehr) werden alle gesetzten Klimaschutzziele erfüllt
(E1) bzw. übererfüllt (E2/E3). In den Szenarien E2 und E3 überschreiten die EE-Anteile
in 2020 auf Endenergiebasis die 21%-Marke, an der Bruttostromerzeugung sind sie mit
37% beteiligt. Im Wärme- und Kraftstoffbereich decken EE im Jahr 2020 15,8% bzw.
13,6%. Die auf 1990 bezogene Reduktion der CO₂-Emissionen erreicht knapp 42%
(**Tabelle 4**). Bis 2050 werden die Unterschiede zum Leitszenario 2008 sehr ausgeprägt
(**Abbildung 13**). In den Szenarien E2 und E3 **dominieren die EE die Energieversor-
gung** zur Mitte des Jahrhunderts mit Anteilen an der Endenergie von 58 bis 64%
(E2/E3). Dabei beläuft sich der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auf 82% (E2), an
der Wärmeversorgung auf 53% (E2) und an der Versorgung des Verkehrsbereichs auf
56% (E3).
37. Den in den E-Szenarien minimal höheren Differenzkosten (gegenüber dem Leitszenario
2008 um 0,2 Mrd. €/a im Jahr 2013 bezogen auf Preispfad A) stehen deutliche **Steige-
rungen im Investitionsvolumen** von EE-Anlagen gegenüber. Das Investitionsvolumen
für strom- und wärmeerzeugende EE-Anlagen steigt bis 2020 auf 20 Mrd. €₂₀₀₅/a (Leit-
szenario 2008 15 Mrd. €₂₀₀₅/a). Die zwischen 2008 und 2020 kumulierten Investitionen
steigen von 160 Mrd. €₂₀₀₅ (Leitszenario 2008) auf 190 Mrd. €₂₀₀₅ (Szenario E2).

Tabelle 4: Eckdaten des LEITSZENARIOOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2020

| | 2007 | LEIT 2008 | SZEN E1 | SZEN E2 | SZEN E3 | SZEN D1 | SZEN D2 |
|-----------------------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| Primärenergie, PJ/a | 13842 | 12044 | 11548 | 11414 | 11405 | 13016 | 13058 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 932 | 1953 | 1953 | 2147 | 2149 | 1886 | 1886 |
| Anteil EE an PEV; % | 6,7 | 16,2 | 16,9 | 18,8 | 18,8 | 14,5 | 14,4 |
| | | | | | | | |
| Endenergie, PJ/a | 9423 ⁰⁾ | 8133 | 7822 | 7819 | 7818 | 8937 | 8937 |
| Endenergie EE, PJ/a | 807 | 1480 | 1482 | 1654 | 1654 | 1436 | 1436 |
| Anteil EE, % | 8,6⁰⁾ | 18,2 | 18,9 | 21,1 | 21,1 | 16,1 | 16,1 |
| | | | | | | | |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1829 | 1791 | 1734 | 1735 | 1737 | 1856 | 1856 |
| Strom-End EE, PJ/a | 314 | 624 | 626 | 743 | 744 | 605 | 605 |
| Anteil EE, % | 17,2 | 34,8 | 36,1 | 42,8 | 42,8 | 32,6 | 32,6 |
| | | | | | | | |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4995 | 4033 | 3875 | 3876 | 3877 | 4533 | 4533 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 325 | 579 | 579 | 611 | 611 | 554 | 554 |
| Anteil EE, % | 6,6 | 14,4 | 14,9 | 15,8 | 15,8 | 12,2 | 12,2 |
| | | | | | | | |
| Kraftst. Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2599 | 2308 | 2213 | 2208 | 2203 | 2548 | 2548 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 167 | 277 | 277 | 300 | 300 | 277 | 277 |
| Anteil EE, % | 6,4³⁾ | 12,0 | 12,5 | 13,6 | 13,6 | 10,9 | 10,9 |
| Anteil an KSt.-Straße, % | 7,3 | 14,6 | 15,3 | 16,6 | 16,6 | 13,0 | 13,0 |
| | | | | | | | |
| Bruttostromverbr., TWh/a | 617 | 586 | 571 | 571 | 571 | 604 | 604 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 87,5 | 178 | 178 | 211 | 211 | 172 | 172 |
| Anteil EE, % | 14,2 | 30,4 | 31,2 | 37,0 | 37,0 | 28,5 | 28,5 |
| Anteil KWK ⁴⁾ , % | ~ 12 | 20,4 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 16,8 | 16,8 |
| | | | | | | | |
| Primärenergie, PJ/a ⁵⁾ | 13842 | 12044 | 11548 | 11414 | 11405 | 13016 | 13058 |
| Erneuerbare Energien | 932 | 1953 | 1953 | 2147 | 2149 | 1886 | 1886 |
| Mineralöl | 4678 | 4219 | 3787 | 3725 | 3721 | 5034 | 5034 |
| Kohlen | 3563 | 2244 | 2140 | 2122 | 2031 | 2434 | 2926 |
| Erdgas, Erdölgas | 3136 | 3269 | 3309 | 3061 | 3144 | 3302 | 2853 |
| Fossile Energien, ges. | 11377 | 9732 | 9235 | 8908 | 8896 | 10770 | 10812 |
| Kernenergie | 1533 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 |
| Verringerung der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁶⁾ | 17,2 | 35,7 | 39,7 | 41,7 | 41,7 | 27,6 | 25,2 |

0) entsprechend „EE in Zahlen“ (Juni 2008) hier Bezug auf Endenergie 2006;

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode;

2) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung,

3) Endenergie Verkehr abzüglich Stromeinsatz für mobile Zwecke;

4) KWK einschließlich Biomasse und Geothermie;

5) Temperaturbereinigter Wert in 2007 = 14240 PJ/a

6) 1990 = 993 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess, ohne Emissionen der übrigen prozessbedingte Emissionen).

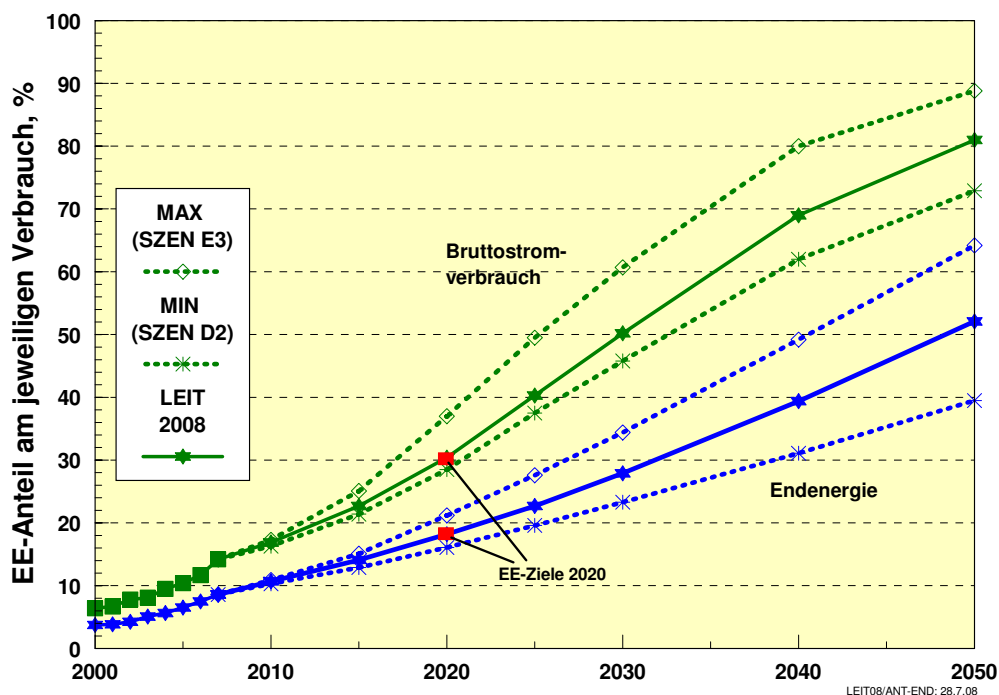


Abbildung 13: Anteile von EE an der gesamten Endenergie und an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 für das LEITSZENARIO 2008 sowie das obere (E3) und das untere Szenario (D2)

38. Mit dem schrittweisen Aufbau der Szenarien E1, E2 und E3 konnte gezeigt werden, dass bei einer **beharrlichen Energiepolitik** auch über das Leitszenario 2008 hinausgehende **Erfolge im Klimaschutz und bei der Schonung fossiler Ressourcen** grundsätzlich erreichbar sind. Die CO₂-Emissionen können bis 2020 um -40% (E1) bzw. um -42% (E2/E3) gegenüber dem Bezugswert des Jahres 1990 verringert werden. Im Szenario E3, das aus heutiger Sicht eine sehr anspruchsvolle Entwicklung darstellt, kann mit restlichen CO₂-Emissionen von 150 Mio. t/a im Jahr 2050 das Langfristziel von -80% deutlich unterschritten werden. Allerdings stellt bereits das Leitszenario 2008 hohe Anforderungen an die Klimaschutzpolitik. Es wird aber vor diesem Hintergrund **als realistisch erreichbarer Weg** angesehen. Gelingt es, die von der Bundesregierung angestrebten Effizienzsteigerungen im Stromverbrauch sowie den angestrebten KWK-Ausbau zu erreichen, so ist auch das **Szenario E1** realisierbar.

39. Ausgehend vom Szenario E3 ist eine **Fortsetzung des Transformationsprozesses** der Energieversorgung nach 2050 darstellbar. Als Energiequelle steht dazu überwiegend Strom aus den sehr großen Potenzialen der Solarstrahlung zur Verfügung. Dieser zusätzliche Strom kann in direkter Form nur noch begrenzt eingesetzt werden (Verkehr, Hochtemperaturprozesswärme). Mittels des speicherbaren Energieträgers Wasserstoff können daraus resultierende Stromüberschüsse jedoch in das Energiesystem integriert werden. Für eine energetische Vollversorgung mit EE nach 2080 ist ein Anteil von 25% aus EE erzeugtem Wasserstoff am gesamten Endenergieverbrauch abgeschätzt worden. Fossile Rohstoffe würden dann nur noch im nichtenergetischen Bereich benötigt.

40. In der energiepolitischen Diskussion werden auch Positionen hinsichtlich der Wandlungsfähigkeit des Energiesystems vertreten, die hinter den Zielsetzungen der Bundes-

regierung zurückbleiben. Wird mit einer geringeren Wirkung der Maßnahmenpakete zur Effizienzsteigerung und zum KWK-Ausbau gerechnet (**Szenario D1** mit Steigerung der Energieproduktivität um durchschnittlich 2,5%/a bis 2020; KWK-Anteil 17%), so reduziert die resultierende **höhere Energienachfrage** die EE-Anteile im Jahr 2020 um 1,8 Prozentpunkte und bei Fortschreibung dieser Tendenz um 11 Prozentpunkte bis 2050 gegenüber dem Leitszenario 2008. Bereits in 2020 werden gegenüber dem Leitszenario 2008 rund 1 000 PJ/a mehr fossile Energie benötigt, in 2050 wären es 2 300 PJ/a. Entsprechend können im Szenario D1 die CO₂-Emissionen gegenüber 1990 bis 2020 nur um knapp 28% und bis 2050 nur um 61% reduziert werden.

41. Würde zusätzlich zu einer geringeren Steigerung der Energieproduktivität und einem geringeren KWK-Ausbau beim Neubau fossiler Kraftwerke **eine ausgeprägte Kohlestrategie** verfolgt (**Szenario D2**), so würde im Jahr 2020 mit einer Mehremission von 105 Mio. t CO₂/a gegenüber dem Leitszenario 2008 nur eine 25%-ige Minderung gegenüber dem Basisjahr 1990 erreicht. Im Rahmen des gesamteuropäischen Emissionshandels ergeben sich allerdings Spielräume für eine begrenzte Kompensation nationaler Mehremissionen. Geht man nach 2020 von der kommerziellen Verfügbarkeit von **CO₂-Rückhaltetechnologien aus (CCS)**, so ergeben sich weitere Spielräume. Im Szenario D2 ist in 2050 eine installierte CCS-Kapazität von maximal 18 GW erreichbar. Mit diesem CCS-Einsatz im Stromsektor lassen sich die Gesamtemissionen des Szenarios D2 in 2050 auf 350 Mio. t CO₂/a reduzieren, was einer 65%igen Reduktion gegenüber 1990 entspricht. Für eine weitere CO₂-Reduktion mittels CCS wären ähnlich umfangreiche Maßnahmen in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich.
42. Als Schlussfolgerung aus Szenariorechnungen entsprechend D1 und D2 (das Szenario D2 ist mit der Referenzvariante des Energiereport IV vergleichbar) wird daraus häufig auf die notwendige **Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke** geschlossen um das CO₂-Minderungsdefizit dieser Entwicklung ausgleichen zu können. Um das EE-Ausbauziel von 30% bis 2020 nicht zu gefährden, müssten aber in diesem Fall die jetzigen Planungen zum Bau neuer fossiler Kraftwerke völlig revidiert werden. Auch das KWK-Ausbauziel wäre nicht erreichbar. Auf der Basis des Szenarios D1 dürften bis 2020 höchstens noch 10 GW an neuen fossilen Kraftwerken errichtet werden. Mit den zwischen 2005 und 2007 errichteten und den in Bau befindlichen Kraftwerken ist dieser Wert bereits schon überschritten.
43. Eine derartige Entwicklung entspräche darüber hinaus dem traditionellen angebotsorientierten Muster der Energieversorgung, welches nicht geeignet ist, die langfristig notwendigen Strukturveränderungen unseres Energieversorgungssystems zu bewirken und das Klimaschutzziel einer 80%igen Reduktion von Treibhausgasen bis 2050 zu erreichen. Der jetzt angestoßene **Strukturwandel der Stromversorgung** in Richtung deutlich gesteigerter Stromeffizienz, deutlich verstärktem KWK-Ausbau mit stark dezentralem Anteil und weiterhin hoher Ausbaudynamik der EE **wäre grundsätzlich in Frage gestellt**. Diese Strategieelemente wären aber bei einem Abbremsen ihrer Dynamik oder gar Stillstand den auf sie zukommenden Herausforderungen nach 2020 nicht mehr gewachsen. Sie müssten dann mit entsprechender Verzögerung neu mobilisiert werden, was zu großen volkswirtschaftlichen Nachteilen und entscheidenden Wettbewerbsnachteilen führen würde. Die Analyse gemäß den Szenarien D verdeutlichen nochmals, welche zentrale Position eine wirksame Strategie einer **umfassenden Effizienzsteigerung in Verknüpfung mit einem dauerhaften EE-Ausbau** in der Klima- und Energiepolitik einnimmt.

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

44. Insgesamt sind die derzeitigen Voraussetzungen, die von der Bundesregierung gesetzten klimapolitischen Ziele zeitgerecht zu erreichen, relativ gut. Die im letzten Jahrzehnt aufgebaute **energiepolitische Handlungsdynamik** im Bereich der Klima-, Umwelt- und Energiepolitik, die bisher zu wirkungsvollen Maßnahmen und Gesetzen geführt und den notwendigen Strukturwandel bereits angestoßen hat, muss jedoch unbedingt in demselben Umfang **aufrechterhalten** werden. Hinsichtlich der Bedeutung der einzelnen Bereiche bzw. Maßnahmenbündel lässt sich eine „**Rangordnung**“ ihres möglichen Beitrags zur CO₂-Minderung ableiten. Betrachtet man den Zeitraum bis 2020 so sind der Ausbau der EE im Strombereich und die Effizienzsteigerungen im Wärmebereich mit Abstand die wichtigsten Bereiche. Sie besitzen ein CO₂-Minderungspotenzial von 70 – 80 Mio. t CO₂/a. An dritter Stelle folgt die Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung in Verbindung mit Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch mit einem Potenzial von rund 60 Mio. t CO₂/a. In diesen drei Bereichen werden rund 70 % der bis 2020 ermittelten Emissionsminderungen erbracht. Die Bereiche „Effizienzsteigerungen im Verkehr“, „EE-Ausbau im Wärmebereich“ und „Ausweitung von Biokraftstoffen“ folgen etwa gleichrangig mit Minderungspotenzialen um 20 -25 Mio. t CO₂/a. Insgesamt haben Effizienzsteigerungen bis 2020 ein etwas höheres Gewicht als der EE-Ausbau. Mit diesen notwendigen Effizienzsteigerungen werden Versäumnisse aus Zeiten niedriger Energiepreise beseitigt und gleichzeitig das Fundament geschaffen für eine langfristig tragfähige Energieversorgung.
45. Der im Leitszenario 2008 empfohlene EE-Ausbau sollte in jedem Fall gewährleistet sein, um das bisher erreichte Investitionsvolumen von EE-Anlagen aufrechterhalten zu können. In einigen Bereichen müssen die **Wirkungen der bestehenden Anreize und Instrumente kritisch beobachtet und ggf. verstärkt** werden. Dazu gehören Effizienz- und EE-Ausbaufortschritte im Mietwohnungsbau und bei Nichtwohngebäuden und der Ausbau der (dezentralen) KWK. Das EE-Wärmegesetz sollte weiterentwickelt und die Nutzungspflicht von EE baldmöglichst auf den Altbaubereich ausgedehnt werden. Auch sind in bedeutendem Maße Aktivitäten von Kommunen und insbesondere von Städten erforderlich, um den Strukturwandel in der Wärmeversorgung (netzgebundene Wärmeversorgung) zu beschleunigen. Weitere Anreizsteigerungen werden auch für die Steigerung der Stromeffizienz erforderlich sein. Im Verkehr sind wirksame Maßnahmen zur Eindämmung bzw. Verlagerung des stark wachsenden Güterverkehrs erforderlich.
46. Der Strukturwandel der Energieversorgung hin zu mehr Klimaverträglichkeit muss in noch stärkerem Maße auf die gesamte EU ausgedehnt und die **europäische Energie- und Klimaschutzstrategie weiterentwickelt** werden. Eine herausgehobene Stellung sollten darin abgestimmte Handlungskonzepte für den mittel- und langfristigen EE-Ausbau über die nationalen Grenzen hinaus erhalten. Insbesondere sollte das Konzept eines europäischen Stromverbunds zur **optimalen Nutzung großer EE-Potenziale** und der effektiven Einbindung großer EE-Strommengen in die Stromversorgung mit hoher Priorität ausgearbeitet und seine Umsetzung vorbereitet werden. Grundlage aller Anstrengungen müssen allerdings wirksame Anreize zu einem **deutlich effizienteren Umgang mit Energie** in allen Umwandlungs- und Nutzungsbereichen sein. Mit einer derartigen Strategie kann Europa seine Abhängigkeit von fossilen Energieimporten drastisch verringern und damit die Sicherheit seiner Energieversorgung deutlich steigern. Auch potentiellen Konflikten wegen knapper werdender Energierohstoffe wird dadurch vorgebeugt

1. Derzeitiger Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung

1.1 Endenergie- und Primärenergieentwicklung

Bis etwa 1990 bestand der Beitrag erneuerbarer Energien (EE) zur Energieversorgung ausschließlich aus der Wasserkraft und der traditionellen Nutzung der Biomasse für Heizzwecke. Bezogen auf den Endenergieverbrauch lag ihr Beitrag zu diesem Zeitpunkt bei 2% des Gesamtverbrauchs. Erst danach setzte, angestoßen durch das Stromeinspeisungsgesetz im Jahr 1991 und der wachsenden finanziellen Förderung im Wärmebereich, das Wachstum der „modernen“ Technologien zur Nutzung der EE ein. Rückblickend sank der relative Beitrag der EE in der Zeit zwischen der ersten Ölpreiskrise 1973 und 1990 sogar wegen des damalig deutlichen Wachstums der Energienachfrage.

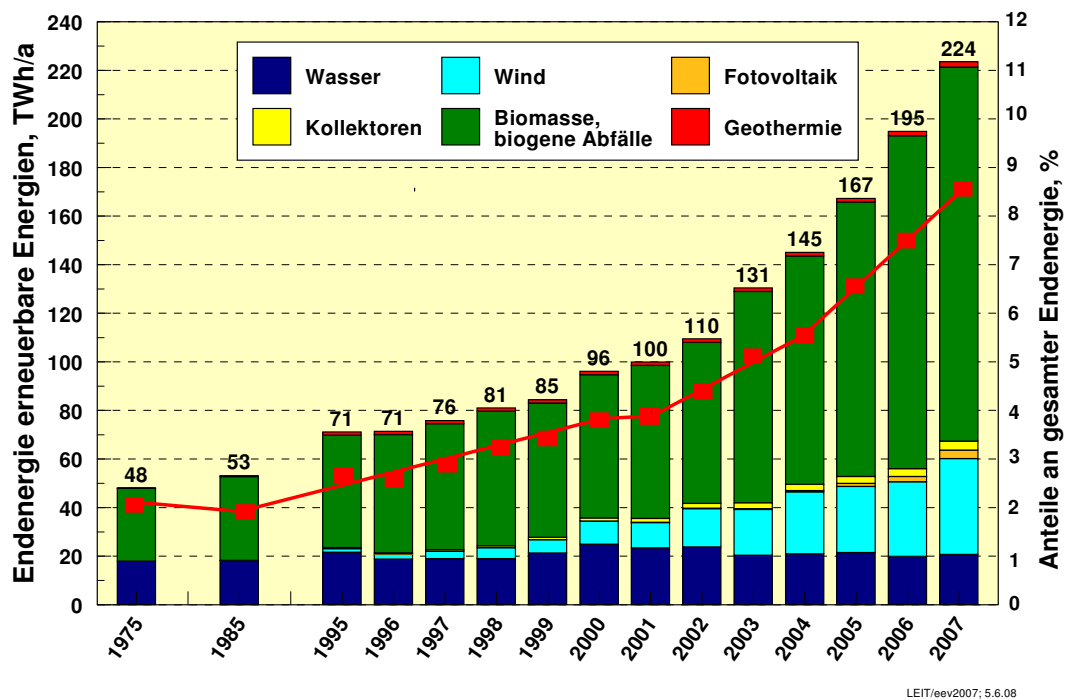
Ab 1990 ist, beginnend mit der Windenergie, gefolgt von den stromerzeugenden Biomasse-technologien und nach 2000 auch merklich von den, die solare Strahlung nutzenden Technologien Fotovoltaik und Kollektoren, ein deutliches Wachstum in produzierter Energie und entsprechend der installierten Leistung eingetreten. **Abbildung 1.1** zeigt den absoluten Beitrag der EE im Zeitraum 1975 bis 2007, dargestellt als Endenergie¹ (Strom, Wärme und Kraftstoffe) im Überblick, (Zahlenwerte tabellarisch im Anhang). Ihr Beitrag belief sich Ende 2007 auf 224 TWh/a (807 PJ/a), was 8,6% des gesamten Endenergieverbrauchs von 2006 (9 423 PJ/a)² entspricht. Nach Energiearten getrennt, liegt die Wärmebereitstellung mit 90 TWh/a noch knapp vor der rasch aufholenden Stromerzeugung mit 87,5 TWh/a und der Kraftstoffbereitstellung mit 46,5 TWh/a.

Den größten Beitrag innerhalb der EE (70%) liefert nach wie vor die Biomasse (feste Biomasse, Bio-, Deponie- und Klärgas, biogener Anteil des Mülls) mit insgesamt 154 TWh/a (Strom = 24 TWh/a; Wärme = 84 TWh/a; Kraftstoffe = 46 TWh/a). Das rasanteste Wachstum hatte allerdings die Windenergie, die um 2003/2004 die Wasserkraft übertraf und derzeit knapp 40 TWh/a Strom bereitstellt (18%). In jüngster Zeit zeigen auch die Techniken, die die größte Energiequelle - die Solarstrahlung - nutzen ein sehr dynamisches Wachstum. Sie stellen mit 7,2 TWh/a (Strom = 3,5 TWh/a, Wärme = 3,7 TWh/a) rund 3% der Endenergie der EE bereit. Noch geringe Energiemengen liefert die Geothermie mit 2,3 TWh/a. Der Beitrag der Wasserkraft bleibt mit rund 21 TWh/a im Wesentlichen konstant. Das mittlere Wachstum der EE insgesamt belief sich im Zeitraum 2000 – 2007 auf 12%/a, dasjenige der Windenergie auf 18%/a und dasjenige der Biomasse auf 13%/a.

In **Abbildung 1.2** ist der Beitrag der EE zur Primärenergiebedarfsdeckung dargestellt. Berechnet ist er nach der Wirkungsgradmethode. Mit derzeit 932 PJ/a beläuft sich ihr Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch auf 6,7%. Nimmt man als Berechnungsgrundlage die Substitutionsmethode beläuft sich die Primärenergiemenge der EE im Jahr 2005 auf 1 312 PJ/a. Der Anteil der EE im Jahr 2007 am dann auch höheren gesamten Primärenergiebedarf von 14 220 PJ/a steigt dann auf 8,9%.

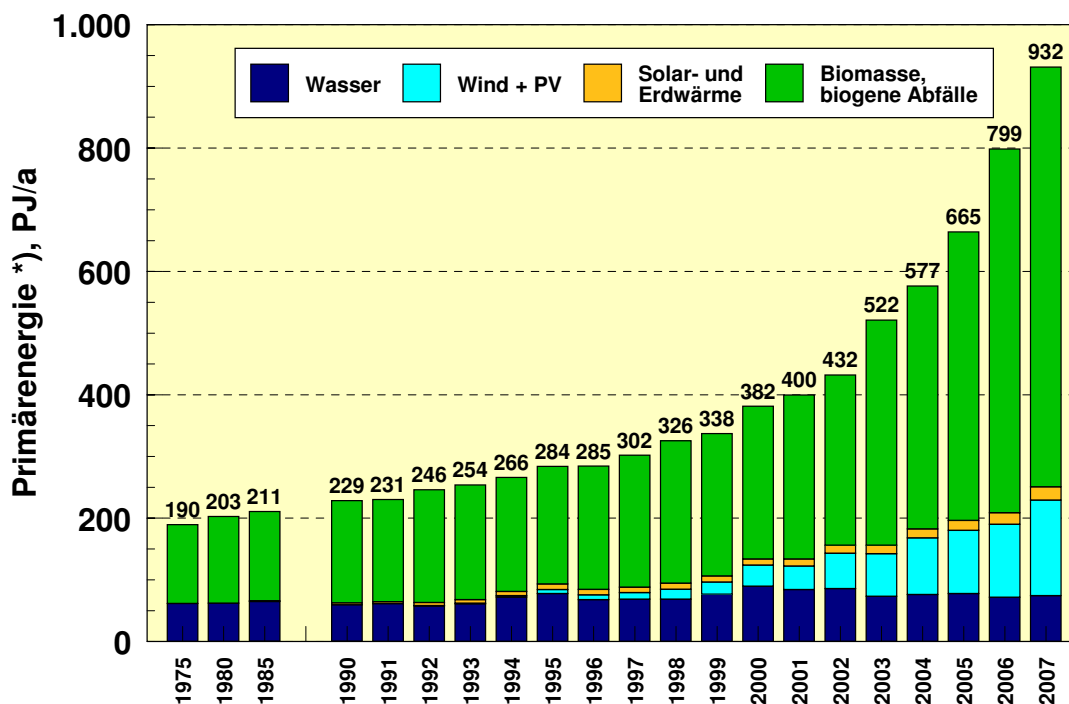
¹ Die Darstellung als Endenergie ist hinsichtlich der tatsächlichen Energiebeiträge anschaulicher als diejenige der Primärenergie. Bei letzterer wird der Beitrag des Stroms aus erneuerbaren Energien im Vergleich zum Beitrag der fossilen und nuklearen Primärenergien wegen der international verbindlichen Wirkungsgradmethode unterschätzt.

² In [BMU 2008a] wird der Endenergieverbrauch 2006 als Bezugsgröße verwendet. Wird der für 2007 geschätzte Endenergieverbrauch in Höhe von 8 922 PJ/a verwendet, beträgt der Anteil bereits 9%.



LEIT/eev2007; 5.6.08

Abbildung 1.1: Gesamter Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2007 (Balken und linke Ordinate) sowie Anteile am gesamten Endenergieverbrauch (Kurve und rechte Ordinate). Quellen: Daten der AGEE-Stat. nach [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen



*) Wirkungsgradmethode

LEIT; PEV07; 16.3.08

Abbildung 1.2: Beitrag erneuerbarer Energien zur Primärenergieversorgung (Wirkungsgradmethode) 1975 – 2007 (Quellen: Daten der AGEE-Stat. nach [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen)

Die Anteile der EE an einzelnen Bereichen der Energieversorgung sind im zeitlichen Verlauf ab 1990 in **Abbildung 1.3** dargestellt. Im Stromsektor trägt Wasserkraft, mit schwankenden Beiträgen, rund 4% zum Strombedarf bei. Mittels Windenergie und Biomasse ist aber inzwischen (2007) ein Gesamtanteil von 14,2% am Bruttostromverbrauch erreicht worden. Der Anteil am gesamten Endenergiebedarf ist von 1990 mit 2,2% bis 2007 auf 8,6 % gestiegen. Parallel stieg der Anteil am Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode) von 1,5 % im Jahr 1990 auf 6,7 % im Jahr 2005. Die Wachstumsbeschleunigung seit etwa 2000 ist deutlich erkennbar.

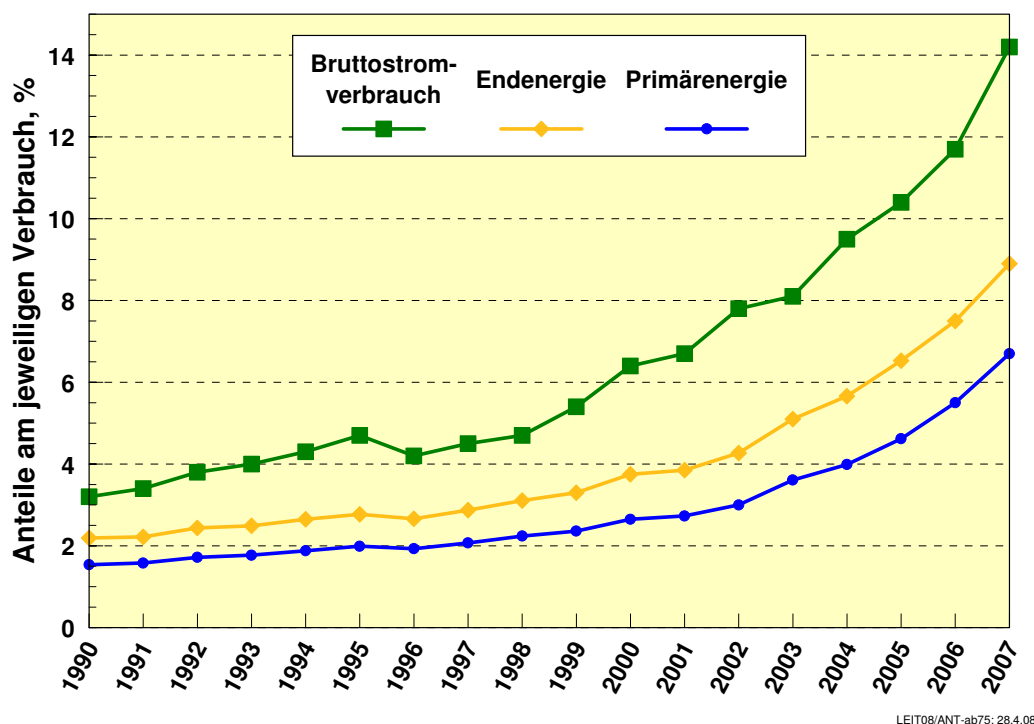


Abbildung 1.3: Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie am Endenergie- und Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode) seit 1990. Quellen: Daten der AGEE-Stat [BMU 2008a]; [BMW 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

1.2 Bruttostromerzeugung und installierte Leistung

Wegen der hohen Potenziale der CO₂-Vermeidung (im Jahr 2007 vermieden EE im Strombereich 79 Mio. t CO₂/a, gegenüber EE im Wärme- und Kraftstoffbereich mit rund 36 Mio. t CO₂/a), aber auch wegen der sehr erfolgreichen Markteinführung „neuer“ erneuerbarer Energien mittels des EEG ist der Stromsektor von besonderem Interesse für den Beitrag der EE zur Energieversorgung. Ein substantielles Wachstum der EE begann erst um das Jahr 1993, erstmals überschritten sie seinerzeit die langjährige Grenze von rund 20 TWh/a, welche durch die begrenzten Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung in Deutschland vorgegeben war.

Seit diesem Zeitpunkt ist der Beitrag der EE an der Strombereitstellung um über das Vierfache gestiegen (**Abbildung 1.4**) und belief sich Ende 2007 auf insgesamt 87,5 TWh/a (Wasser 20,7; Wind 39,5; Biomasse (einschl. biogene Abfälle) 23,8; Fotovoltaik 3,5 TWh/a; sowie

Geothermie 0,2 GWh/a). Das Wachstum hat sich stetig beschleunigt und weist insbesondere nach 2000 hohe Wachstumsraten auf (Durchschnitt 1985 – 1993: 2,3%/a; Durchschnitt 1993 – 2000: 7,8%/a; Durchschnitt 2000 – 2007: 12,4%/a). Die Windenergie weist mit 24%/a Wachstum beachtliche Wachstumsraten auf. Sie wird aber noch von der Fotovoltaik übertroffen, die seit 2000 äußerst rasant mit einer Wachstumsrate von 57%/a (Durchschnitt 2000–2007) gewachsen ist.

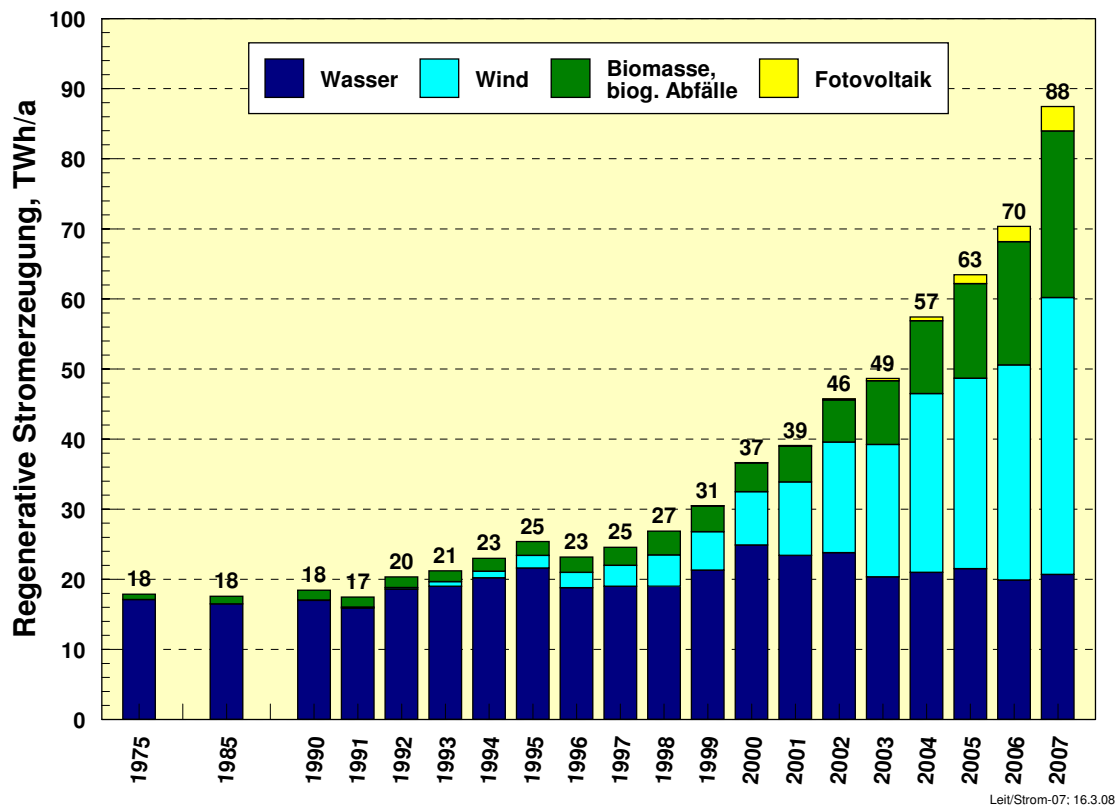


Abbildung 1.4: Stromerzeugung mittels erneuerbaren Energien 1975 bis 2007. Quellen: Daten der AGEE –Stat. [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

Entsprechend stark wuchs die installierte Leistung (**Abbildung 1.5**) von rund 5 000 MW (nahezu ausschließlich Wasserkraft) in 1990 auf 35 080 MW³ im Jahr 2007. Mit 22 250 MW dominiert eindeutig die Windenergie. Die mittlere Ausnutzung aller Anlagen betrug in 2007 rund 2 500 h/a mit einer Bandbreite zwischen 5 500 h/a (Mittelwert Biomasse) und 890 h/a (Fotovoltaik).

Die in der Fortschreibung des EEG beschlossenen Anpassungen bei Vergütungen und Degressionsraten dürften trotz gewisser Einschränkungen (u. a. Steigerung der Degression bei der Fotovoltaik) auch weiterhin ein stabiles Wachstum der EE im Strombereich gewährleisten. Ob das mittelfristige Ziel der Bundesregierung (mindestens 30% Anteil bis 2020) zeitgerecht erreicht werden kann, wird insbesondere von einem rechtzeitigen Einstieg (2008) in die Offshore - Windenergienutzung abhängen, dem ein der Landnutzung vergleichbares Wachstum bis 2020 folgen muss.

³ Ohne Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung waren Ende 2007 Anlagen mit einer Leistung von 34 018 MW installiert.

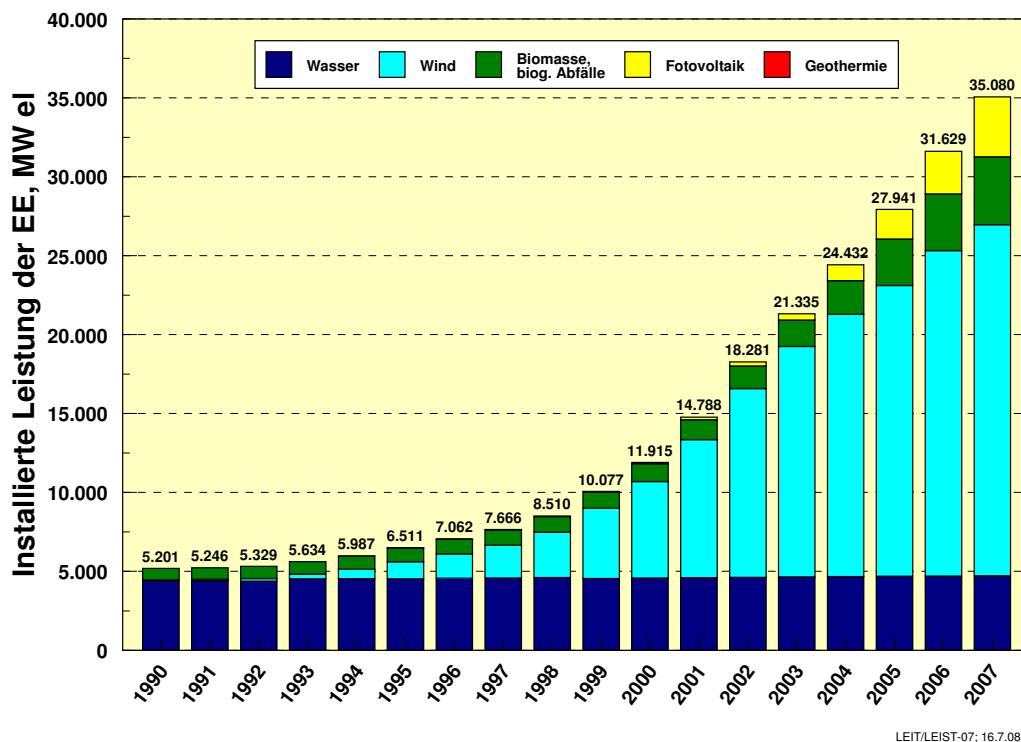


Abbildung 1.5: Kumulierte installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung seit 1990. Quellen: Daten der AGEE-Stat. [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

1.3 Bisherige Wärme- und Kraftstoffbereitstellung

Infolge der traditionell umfangreichen Nutzung der Biomasse liegt trotz des großen Wachstums der erneuerbaren Energien im Strombereich in absoluten Energiemengen noch der Wärmesektor knapp vorne. Im Jahr 2007 stammten 325 PJ/a (90,2 TWh/a) der Wärmebereitstellung aus diesen Energien (**Abbildung 1.6**). Mit dieser Menge werden derzeit 6,6 % des Wärmebedarfs gedeckt, wobei mit 93% Anteil eindeutig die Biomasse dominiert. Aufgrund der Probleme bei der statistischen Erfassung der vielfach nicht kommerziell gehandelten Biomasse und der biogenen Abfälle, ist der Wert allerdings mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Trotzdem sind die stetigen Wachstumstendenzen auch hier unverkennbar (mittlere Wachstumsrate 2000 -2007: 5,3%/a). Gegenüber dem früheren Sockelbetrag hat sich der Wert zwischen 1990 und 2007 mehr als verdoppelt. Die Wärmebereitstellung mittels Kollektoren und Erdwärme (Wärmepumpen und hydrothermale Nutzung) ist noch relativ gering, weist aber in den letzten Jahren aufgrund des Marktanreizprogramms ebenfalls merkliche Wachstumstendenzen auf (Kollektoren: 15%/a; Erdwärme: 6,5%/a).

Die Wachstumstendenzen der EE im Wärmesektor sind aber vor dem Hintergrund der angestrebten Klimaschutzziele und des dazu erforderlichen Beitrags insgesamt noch unzureichend. Zwar wird das jüngst verabschiedete „EE-Wärmegesetz“ einen weiteren Wachstumsschub vermitteln, aber die derzeitige Ausgestaltung lässt Zweifel an seiner ausreichenden großen Wirksamkeit aufkommen. Außerdem sind die zahlreichen strukturellen Hemmnisse im Gebäudebereich in Verbindung mit der meist großen Anzahl erforderlicher Akteure bei Planung und Umsetzung moderner Wärmeversorgungen (insbesondere bei Nahwärmeversorgungen) ein wesentlicher Grund für das bislang zu geringe Wachstum.

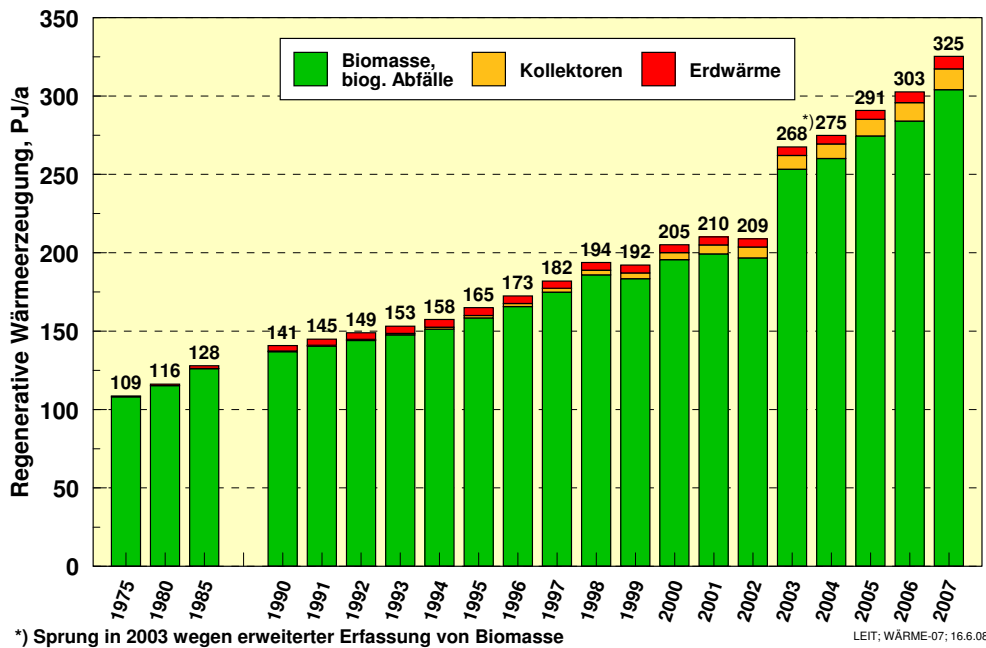


Abbildung 1.6: Wärmeerzeugung mittels erneuerbarer Energien 1975 bis 2007. Quellen : Daten der AGEE-Stat. [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

Den Effekt sehr wirkungsvoller energiepolitischer Maßnahmen macht **Abbildung 1.7** sichtbar. Die bisherige Steuerbefreiung biogener Kraftstoffe und das 2006 vereinbarte Biokraftstoffquotengesetz haben dazu geführt, dass der Anteil von Biokraftstoffen von bedeutungslosen Beiträgen vor 2000 rasant gestiegen ist. Zwischen 2000 und 2007 betrug die mittlere Wachstumsrate 40%/a. Ende 2007 lag ihr Beitrag mit 168 PJ/a bei 6,8% des gesamten Kraftstoffverbrauchs (bzw. bei 7,6 % des Kraftstoffverbrauchs für den Straßenverkehr). Das indicative EU-Ziel von 5,75% für 2010 ist damit bereits erfüllt.

Für das Jahr 2007 war für Dieselmotoren eine Quote von 4,4% und für Ottomotoren von 1,2% vorgeschrieben. Für reine Biokraftstoffe besteht weiterhin eine bis 2011 bzw. 2015 befristete degressiv gestaltete Steuerbegünstigung. Eine stetige Steigerung der Biokraftstoffquoten war ursprünglich bis 2015 vorgesehen. Für die nächsten Jahre ist das weitere Wachstum von Biokraftstoffen jedoch infrage gestellt. Unmittelbarer Anlass für ein Aussetzen der Quote ist die befürchtete Unverträglichkeit einer großen Anzahl von Altfahrzeugen bei höheren Beimischungen. Bereits vorher wuchs jedoch die Kritik an dem extrem rasanten Wachstum von Biokraftstoffen. Zum einen zeigen aktuelle Lebenszyklusbilanzen [BfE 2007; WBA 2007], dass Biokraftstoffe der ersten Generation (Biodiesel, Pflanzenöl, Ethanol aus Getreide oder Zuckerrüben) im Vergleich zu anderen Optionen der Biomassenutzung nur ein relativ geringes Treibhausgasemissionsminderungspotenzial besitzen, welches bei unsachgemäßem Anbau (i. allg. bei importierten Kraftstoffen, z.B. Palmöl) sogar verschwinden bzw. negativ werden kann. Zum zweiten hat die stark steigende Nachfrage nach Biokraftstoffen, die in verschiedenen Ländern in den letzten Jahren induziert wurde, zum deutlichen Anstieg von Nahrungsmittelpreisen beigetragen. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die Möglichkeiten einer verstärkten Bereitstellung von Biokraftstoffen neu überdacht werden und zumindest das weitere Wachstum von Biokraftstoffen der 1. Generation deutlich gedämpft wird.

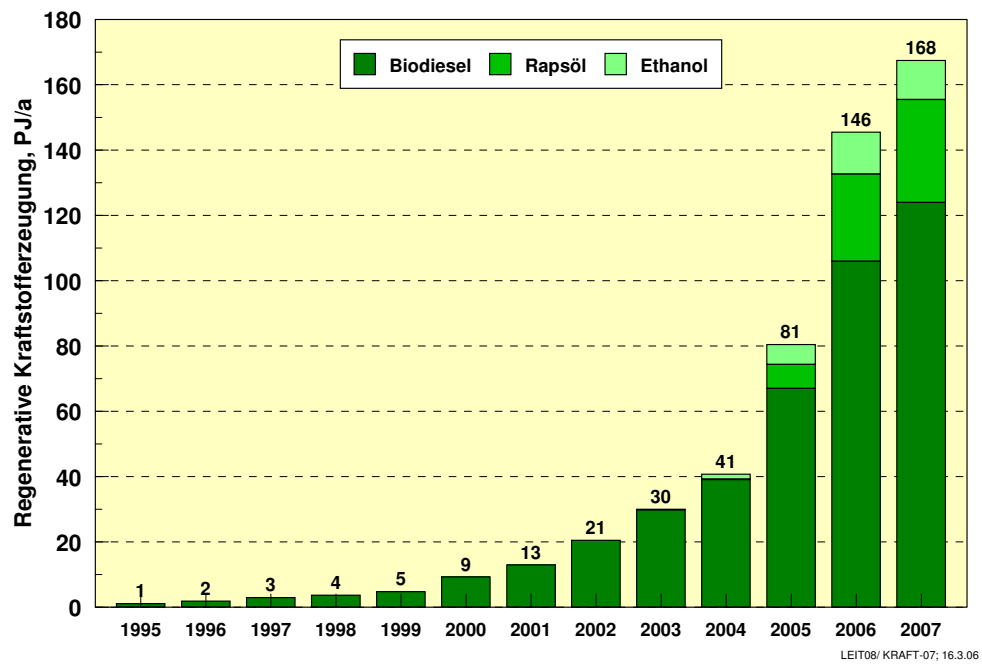


Abbildung 1.7: Erzeugung von Kraftstoffen mittels erneuerbaren Energien 1995 bis 2007. Quellen: Daten der AGEE-Stat. [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

2. Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien und für ihre Einbindung in die Energieversorgung Deutschlands

2.1 Ausgangsbedingungen für die Erstellung des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten.

Bereits in der Untersuchung „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“ [BMU 2004] wurde dargestellt, wie die Zielsetzung der Bundesregierung, die Klimagasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Werts von 1990 zu senken, grundsätzlich umgesetzt werden kann. Als zentrale Gestaltungselemente des Leitszenarios und der Szenariovarianten wurden die aufeinander abgestimmte Teilstrategien „*Substantielle Nutzung erneuerbarer Energien (EE)*“ sowie „*Deutlich erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)*“ und „*Erhöhte Umwandlungseffizienz durch einen verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und den Ersatz von Altkraftwerken durch effizientere Kraftwerke (KWK)*“ identifiziert und in gegenseitiger struktureller und zeitlicher Wechselwirkung in allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt.

In der Leitstudie 2007 [BMU 2007a] wurde diese Strategie präzisiert und auf der Basis der energiewirtschaftlichen Daten des Jahres 2005, der im Laufe des Jahres 2006 erkennbaren Marktentwicklungen der EE und der Preisentwicklungen fossiler Energieträger aktualisiert. Ergebnisse dieser Untersuchung sind in die für den Energiegipfel 2007 der Bundesregierung erarbeiteten Szenarien [BMWi 2007] eingeflossen. Das dort dargestellte Szenario EE: „Stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien“ (im Vergleich zum Szenario KV: „Koalitionsvertrag“) entspricht weitgehend dem in [BMU 2007a] vorgestellten Leitszenario 2006.

Es konnte gezeigt werden, dass es verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung gibt, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen. Die Periode bis 2012 wird entscheiden, ob überhaupt rechtzeitig das „Fenster“ für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energieversorgung geöffnet wird. Für den zweiten Zeitabschnitt bis etwa 2020 zeigt sich, dass der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Nutzung von EE auch unter günstigen Rahmenbedingungen noch einer Flankierung durch die Umwelt- und Energiepolitik mittels geeigneter Instrumente bedarf. Während dieses Zeitabschnitts wird klarwerden, ob die stimulierte Ausbaudynamik der EE zu selbsttragenden Märkten führt und längerfristig stabil bleibt und ob sich die zu einem weiteren Ausbau der EE erforderlichen Exportmärkte erfolgreich etabliert haben. Gelingt dies, so kann nach 2020 der weitere Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend der in den Szenarien dargestellten Entwicklung Erfolg versprechend weitergeführt werden. Diese Entwicklung dürfte dann bei der absehbaren Preisentwicklung fossiler Energien und der geplanten Intensivierung globaler Klimaschutzstrategien weitgehend ohne EE-spezifische Förderinstrumente auskommen. Spätestens bis 2020 müssen sich aber auch deutliche Erfolge bei der effizienteren Energienutzung und dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung einstellen, wenn das langfristig angestrebte Klimaschutzziel volkswirtschaftlich möglichst effizient erreicht werden soll, d.h. sich eine optimale „Arbeitsteilung“ zwischen Effizienzstrategien und EE- Strategien einstellen soll.

Seit Fertigstellung der Leitstudie 2007 und der Energiegipfelszenarien sind weitere beträchtliche Veränderungen im energiewirtschaftlichen Umfeld als auch beim Ausbau der EE eingetreten. Eine ganze Reihe aktuelle energiepolitische Beschlüsse werden für die zukünftige Gestaltung der deutschen Energieversorgung von wesentlicher Bedeutung sein. Folgende energiepolitische Festlegungen werden daher bei der Erstellung des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten berücksichtigt:

- Der Beschluss des EU-Ministerrats vom 9. März 2007 den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis 2020 auf 20% zu steigern sowie der Beschluss einer Reduktion der Treibhausgasemissionen in der EU von mindestens 20% bis 2020, bei Beteiligung anderer Industrieländer um 30%, bezogen auf das Basisjahr 1990.
- Die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen des G-8 Gipfels in Heiligendamm sowie der Klimakonferenz in Bali zur konsequenten Fortführung und Intensivierung des weltweiten Klimaschutzes u. a. durch eine Ausweitung und Verbesserung des Handels mit CO₂-Zertifikaten.
- Die Festlegungen zur Abwicklung der zweiten Handelsperiode 2008-2012 des CO₂-Emissionshandels in Deutschland.
- Die Bestätigung der grundsätzlichen energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 2020 hinsichtlich Effizienzsteigerung, Ausbau der KWK und Ausbau der EE in Deutschland beim Energiegipfel am 3. Juli 2007 auf der Basis der dort vorgelegten Szenarien.
- Die daraus resultierenden konkreten klima- und energiepolitischen Beschlüsse in der Klausur der Bundesregierung in Meseberg vom 23. August 2007. Sie verlangen eine Verdopplung der Energieproduktivität (bezogen auf 1990), was etwa einer jährlichen 3%igen Steigerung entspricht, eine Steigerung des Anteils der Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf 25% und einen Beitrag der EE bei Strom zwischen 25 und 30%, bei Wärme ca. 14% und bei Kraftstoffen ca. 17%.
- Die Konkretisierung der EU-Ziele 2020 für die einzelnen europäischen Länder im Januar 2008 mit Eckdaten für Deutschland von einer CO₂-Reduktion um 14% gegenüber dem Jahr 2005 für die nicht am CO₂-Zertifikatehandel beteiligten Sektoren sowie einem Anteil der EE von 18% am Endenergieverbrauch.
- Der jüngste Beschluss des Deutschen Bundestages vom 6. Juni 2008 anlässlich der Verabschiedung des Gesetzes zu Förderung der EE im Wärmebereich (EEWärmeG) und der Neufassung des EEG, die angestrebten EE-Anteile für das Jahr 2020 auf mindestens 30% bei Strom und auf 14% bei Wärme festzulegen. In diesem Zusammenhang wurde vom BMU der EE-Anteil am Kraftstoffverbrauch auf 12% (energetisch) gesenkt.
- Die Verabschiedung des „Klimaschutzpakets II“ durch die Bundesregierung am 18. Juni 2008, in dem weitere Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beschlossen wurden. Allerdings sind wesentliche Aspekte ausgeklammert bzw. abgeschwächt worden. Dazu gehören die Umstellung der KFZ-Steuer auf den CO₂-Ausstoß, die Reform der Dienstwagenbesteuerung, eine großzügige Auslegung der Sanierungspflicht bei Alt-

bauten und der Nachrüstverpflichtung von selbstgenutzten Ein- und Zweifamilienhäuser und die Anpassung der Heizkostenabrechnungsverordnung.

Parallel zu diesen Ereignissen und Beschlüssen bzw. teilweise induziert durch sie, erschienen im Jahr 2007 weitere energiewirtschaftliche Untersuchungen, in denen Vorschläge für die weitere Entwicklung der Energieversorgung Deutschlands erarbeitet wurden [u. a. BDI 2007; HWWI 2007; Politikszenerarien 2007a; RECCS 2007; VDEW 2007]. Sie zeigen das große Interesse unterschiedlicher Akteure an der anstehenden Umgestaltung des Energieversorgungssystems und bieten ein breites Spektrum unterschiedlicher Entwicklungsmöglichkeiten. Sie liefern damit auch weitere Hinweise für die Entwicklung von Szenarien der deutschen Energieversorgung. Aber auch in diesen relativ aktuellen Studien konnte das Ausmaß der jüngsten rasanten Energiepreisanstiege nicht vorausgesehen werden. Ihre Schlussfolgerungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und volkswirtschaftlichen Nützlichkeit einer ausgeprägten „EFF/EE“ basierten Ausbaustrategie, beruhen weitgehend auf heute überholten Projektionen zukünftiger Preise fossiler Energien. Sie waren meist angelehnt an [EWI/Prognos 2005] und [EWI/Prognos 2006] mit erwarteten Rohölpreisen um 60 bis 70 \$₂₀₀₅/bbl im Zeitraum 2020 bis 2030. Ihre energiepolitischen Schlussfolgerungen sind daher aus heutiger Sicht nur bedingt belastbar. Auch der wiederum deutlich gewachsene Beitrag der EE bis Ende 2007 war in diesem Ausmaß nicht erwartet worden [BEE 2007; BMU 2008a].

Insbesondere der Verlauf zukünftiger Energiepreise wirkt sich aber sehr stark auf Bewertung alternativer Strategien der Energieversorgung aus. Starke Preisanstiege führen zu einer deutlich früheren Wirtschaftlichkeit von EE-Technologien und damit zu höheren Marktanteilen; die aufzubringenden Vorleistungen, wie die EEG-Umlage verringern sich. Verstärkte Effizienzmaßnahmen beim Energieverbraucher versprechen hohe volkswirtschaftliche Gewinne und dürften daher rascher umgesetzt werden. Investitionsentscheidungen im Kraftwerksbereich und im Versorgungsbereich (Fern- und Nahwärme) werden stark durch die zukünftigen wirtschaftlichen Gegebenheiten bestimmt. Entsprechende Vorgaben für die zukünftigen Energiepreise, die auf aktuellen Daten aufbauen und insbesondere eine ausreichende Bandbreite zukünftig denkbarer Entwicklungen umfassen, sind daher für mittelfristig anstehende Entscheidungen von besonderer Bedeutung. Aktuelle Erkenntnisse zu weiteren kurz- bis mittelfristig möglichen Energiepreisveränderungen und zur Entwicklung von CO₂-Zertifikatspreisen sind daher dem Entwurf aktueller Ausbauszenarien zugrunde zu legen. Dies geschieht im Abschnitt: „Energiepreispfade“.

2.2 Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Rahmendaten für das LEITSZENARIO 2008

Als Basis für alle ökonomischen und demografischen Ausgangsdaten für das LEITSZENARIO 2008 und die Szenariovarianten dient das Jahr 2006, [BMW_i 2008]. Für ihre zukünftige Entwicklung bis 2030 wurde auf die Angaben aus [BMW_i 2007] und [EWI/Prognos 2005] zurückgegriffen (**Tabelle 2-1**). Die Vorgaben sind damit bis 2020 bzw. 2030 identisch mit den für den Energiegipfel verwendeten Eckdaten. Zur längerfristigen Entwicklung der Verkehrsleistung wurden auch Überlegungen aus [UBA 2006] verwendet. Alle energiebezogenen Daten bauen auf den Basisdaten des Jahres 2007 auf [AGEB 2008; BMU 2008a]. Die Bevölkerung und die Anzahl der Erwerbstätigen bleiben bis 2020 etwa konstant, sie sinken dann allmählich bis 2050 auf rund 90% des Wertes von 2000. Die Anzahl der Haushalte wächst stärker, d. h. die Anzahl der Personen je Haushalt sinkt weiterhin von derzeit 2,1 auf langfristig unter 2,0. Das Bruttoinlandsprodukt wächst bis 2020 durchschnittlich um 1,7%/a

und wird danach in 2020 um 25% höher als heute ausfallen. Im Jahr 2050 liegt es, bei sinkender Wachstumsrate, um 65% über dem derzeitigen Wert. Der Pro-Kopf-Wert des Bruttoinlandsprodukts liegt dann sogar um 80% über dem heutigen Wert.

Von den wesentlichen energiebedarfsbestimmenden Größen wird angenommen, dass sie teilweise noch bis 2030 steigen und danach erst in Sättigung gehen oder wieder abnehmen. So wächst die Wohnfläche noch um 20% auf rund 4 000 Mio. m², also um rund 17%. Die Güterverkehrsleistung wächst sogar stetig bis 2050 auf das 1,5-fache des heutigen Wertes, also etwa proportional zum Wachstum des Bruttoinlandsprodukts. Dagegen bleibt die Personenverkehrsleistung etwa konstant.

Tabelle 2-1: Die wesentlichsten demografischen und ökonomischen Eckdaten für das LEITSZENARIO 2008 und die Szenariovarianten

| Demographische und ökonomische Eckdaten | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|--------|--------|--------|---------------|--------|--------|---------------|--------|--------|--------|--------|
| Eckdaten | 2000 | 2002 | 2004 | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Bevölkerung (Mo) | 82,2 | 82,5 | 82,5 | 82,4 | 82,4 | 82,1 | 81,4 | 80,6 | 79,3 | 77,3 | 75,1 |
| Erwerbstätige (Mo) | 38,7 | 38,6 | 38,9 | 39,0 | 39,3 | 39,2 | 39,0 | 38,4 | 37,5 | 37,0 | 35,8 |
| Priv. Haushalte (Mo) | 38,1 | 38,7 | 39,1 | 39,3 | 39,7 | 39,9 | 40,0 | 39,9 | 39,7 | 39,2 | 38,5 |
| Wohnungen (Mo) | 38,4 | 38,9 | 39,4 | 39,5 | 40,3 | 41,0 | 41,3 | 41,1 | 40,8 | 39,5 | 38,5 |
| Wohnfläche (Mo m ²) | 3.245 | 3.310 | 3.369 | 3.421 | 3.534 | 3.692 | 3.850 | 3.950 | 4.000 | 4.000 | 3.900 |
| Beheizte Nutzfläche (Mo m ²) | 1.458 | 1.465 | 1.485 | 1.500 | 1.525 | 1.539 | 1.550 | 1.540 | 1.520 | 1.500 | 1.450 |
| BIP real (Mrd.EUR, 2000) | 2.063 | 2.088 | 2.106 | 2.183 | 2.335 | 2.540 | 2.763 | 2.960 | 3.130 | 3.420 | 3.600 |
| Anzahl PKW (Mo) | 42,8 | 44,4 | 45,0 | 45,7 | 47,0 | 47,8 | 48,0 | 47,7 | 47,5 | 47,0 | 46,3 |
| Personenverkehr (Mrd Pkm) | 1045 | 1068 | 1091 | 1100 | 1126 | 1124 | 1113 | 1105 | 1080 | 1050 | 1015 |
| Güterverkehr (Mrd. tkm) | 511 | 516 | 565 | 600 | 675 | 742 | 804 | 835 | 855 | 880 | 890 |
| Spezifische Werte | | | | | | | | | | | |
| Pers./Haushalt | 2,16 | 2,13 | 2,11 | 2,10 | 2,08 | 2,06 | 2,03 | 2,02 | 2,00 | 1,97 | 1,95 |
| Wohnfl./Kopf (m ²) | 39,5 | 40,1 | 40,8 | 41,5 | 42,9 | 45,0 | 47,3 | 49,0 | 50,4 | 51,7 | 51,9 |
| Wohnfl./Wohn. (m ²) | 84,5 | 85,1 | 85,5 | 86,6 | 87,6 | 90,0 | 93,2 | 96,1 | 97,9 | 101,3 | 101,3 |
| PKW/Haushalt | 1,12 | 1,15 | 1,15 | 1,16 | 1,18 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,20 |
| Nutzfl./Beschäft. (m ²) | 37,6 | 38,0 | 38,2 | 38,5 | 38,8 | 39,3 | 39,8 | 40,1 | 40,5 | 40,5 | 40,5 |
| BIP/Kopf (EUR, 2000) | 25.088 | 25.309 | 25.527 | 26.493 | 28.334 | 30.938 | 33.946 | 36.725 | 39.470 | 44.243 | 47.923 |
| Pers. verkehr/Kopf (Pkm) | 12.712 | 12.947 | 13.225 | 13.350 | 13.663 | 13.691 | 13.674 | 13.710 | 13.619 | 13.583 | 13.512 |
| Güterverkehr/Kopf. (tkm) | 6.219 | 6.252 | 6.852 | 7.282 | 8.191 | 9.038 | 9.878 | 10.360 | 10.782 | 11.384 | 11.848 |
| Index (2000 = 100) | | | | | | | | | | | |
| Bevölkerung | 100,0 | 100,4 | 100,4 | 100,2 | 100,2 | 99,9 | 99,0 | 98,0 | 96,5 | 94,0 | 91,4 |
| Beschäftigte | 100,0 | 99,6 | 100,4 | 100,7 | 101,4 | 101,2 | 100,5 | 99,1 | 96,8 | 95,5 | 92,4 |
| Haushalte | 100,0 | 101,6 | 102,6 | 103,1 | 104,1 | 104,7 | 105,0 | 104,7 | 104,2 | 102,9 | 101,0 |
| Wohnungen | 100,0 | 101,3 | 102,6 | 102,9 | 105,1 | 106,8 | 107,6 | 107,0 | 106,4 | 102,9 | 100,3 |
| Wohnfläche | 100,0 | 102,0 | 103,8 | 105,4 | 108,9 | 113,8 | 118,6 | 121,7 | 123,3 | 123,3 | 120,2 |
| Beheizte Nutzfläche | 100,0 | 100,5 | 101,9 | 102,9 | 104,6 | 105,6 | 106,3 | 105,6 | 104,3 | 102,9 | 99,5 |
| Bruttoinlandsprodukt (BIP) | 100,0 | 101,2 | 102,1 | 105,8 | 113,2 | 123,2 | 134,0 | 143,5 | 151,8 | 165,8 | 174,5 |
| Anzahl PKW | 100,0 | 103,6 | 105,0 | 106,7 | 109,6 | 111,6 | 112,0 | 111,3 | 110,9 | 109,7 | 108,1 |
| Personenverkehr | 100,0 | 102,2 | 104,4 | 105,3 | 107,7 | 107,5 | 106,5 | 105,7 | 103,3 | 100,5 | 97,1 |
| Güterverkehr | 100,0 | 100,9 | 110,6 | 117,3 | 132,0 | 145,1 | 157,2 | 163,3 | 167,2 | 172,1 | 174,1 |
| BIP-Wachstum %/a | | 0,61 | 0,43 | 1,80 | 1,68 | 1,68 | 1,68 | 1,38 | 1,12 | 0,89 | 0,51 |

Werte 2000 bis 2006 nach BMM 2008;

Leitszen/Eckdat: 12.4.08

bis 2020: Eckdaten der Energiegipfelszenarien [BMM 2007]; ab 2025: Energiereport IV [EW/Prognos 2005] und eigene Fortschreibung

Aus diesem unterstellten volkswirtschaftlichem Wachstum und der aus Gründen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung erforderlichen Reduktion des Energieverbrauchs ergeben sich die notwendigen Steigerungsraten der Energieproduktivität. Zwischen 2007 und 2020 wird entsprechend der Zielsetzungen der Bundesregierung eine durchschnittliche Steigerungsrate der Energieproduktivität (bezogen auf den Primärenergieverbrauch) von 3%/a angestrebt. Dieser Wert wird auch für das LEITSZENARIO 2008 übernommen. Damit

kann der Primärenergieverbrauch auf 80% des Wertes von 1990 (bzw. auf 87% des Wertes von 2007) sinken. Zwischen 1990 und 2006 reichte das Wachstum der Energieproduktivität mit durchschnittlich 1,7 %/a etwa aus um das BIP-Wachstum zu kompensieren. Gegenüber diesem langjährigen Mittelwert ist also eine deutliche Steigerung der Energieproduktivität erforderlich (**Abbildung 2.1**).⁴ Bei einer geringeren Anhebung der mittleren Wachstumsrate der Energieproduktivität auf 2,5%/a würde sich der Primärenergieverbrauch bis 2020 nur auf 94% des Wertes von 2007 verringern. In den Szenariovarianten D wird diese Entwicklung betrachtet.

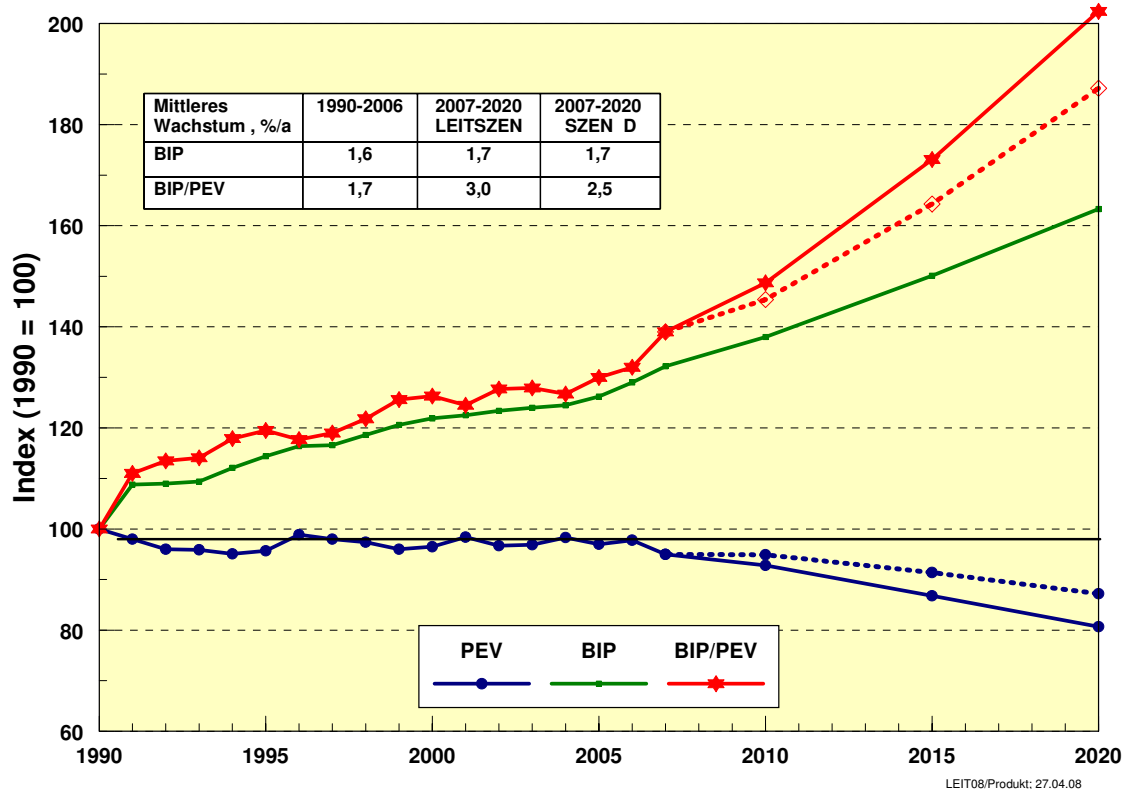


Abbildung 2.1: Verlauf von Bruttoinlandsprodukt (BIP real), Primärenergieverbrauch (PEV) und Energieproduktivität (BIP/PEV) seit 1990 (1990 = 100) und zwei zukünftige Entwicklungspfade bis 2020

Ein weiterer wichtiger Indikator ist die sich aus obigen Eckdaten ergebende zukünftige Nachfrage nach Elektrizität. In den letzten Jahren ist sie, trotz zahlreicher Mahnungen und Hinweise für eine effizientere Nutzung deutlich höher ausgefallen, als in allen Szenarien der letzten Jahre angenommen wurde (**Abbildung 2.2**). Zwischen 1990 und 2006 ist die Bruttostromerzeugung durchschnittlich um 0,9%/a und der um das Export-Importsaldo bereinigte Bruttostromverbrauch um 0,7%/a gestiegen. Da sich dieser Wachstumstrend auch beim Einsatz wirksamer energiepolitischer Maßnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz nur mit einer gewissen Zeitverzögerung ändern wird, muss die Wirkung der gegenwärtigen Wachstumstendenzen des Stromverbrauchs auf die kurz- bis mittelfristige Ausrichtung der Szenarien beachtet werden.

⁴ Aus den statistischen Daten für PEV und BIP [BMWi 2008] ergibt sich für das Jahr 2007 rechnerisch eine erhebliche kurzfristige Steigerung der Energieproduktivität. Der Wert für die durchschnittliche Steigerung der Energieproduktivität zwischen 1990 und 2007 ergibt sich daraus zu 2,0%/a. Allerdings darf diese einmalige Steigerung nicht ohne weiteres auf die längerfristige Entwicklung ausgedehnt werden.

Über den zukünftigen Verlauf der Stromnachfrage liegen sehr unterschiedliche Aussagen vor. Während in [VDE 2008] eher von weiteren Wachstumstendenzen ausgegangen wird (z.B. Szenario 4) und eine Verringerung der Stromnachfrage (Szenario 5) als äußerst unwahrscheinlich angesehen wird, ist für die angestrebte Steigerung der Energieproduktivität auch ein nennenswerter Rückgang der Stromnachfrage erforderlich. Im Szenario EE des Energiegipfels [BMWi 2007] fällt er mit einem Rückgang um 11% bis 2020 gegenüber 2005 (dem Ausgangswert des Szenarios) sehr deutlich aus. Gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2007 wäre bereits eine Reduktion um 13% erforderlich. Die unterstellten Einsparpotenziale sind aus technischer und struktureller Sicht zwar sicher vorhanden, die im integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung dazu genannten Maßnahmen dürften jedoch nicht ausreichen, dieses Potenzial bis 2020 in dem unterstellten Ausmaß zu mobilisieren. Es sollte daher in absehbarer Zeit kritisch überprüft und ggf. nachjustiert werden.

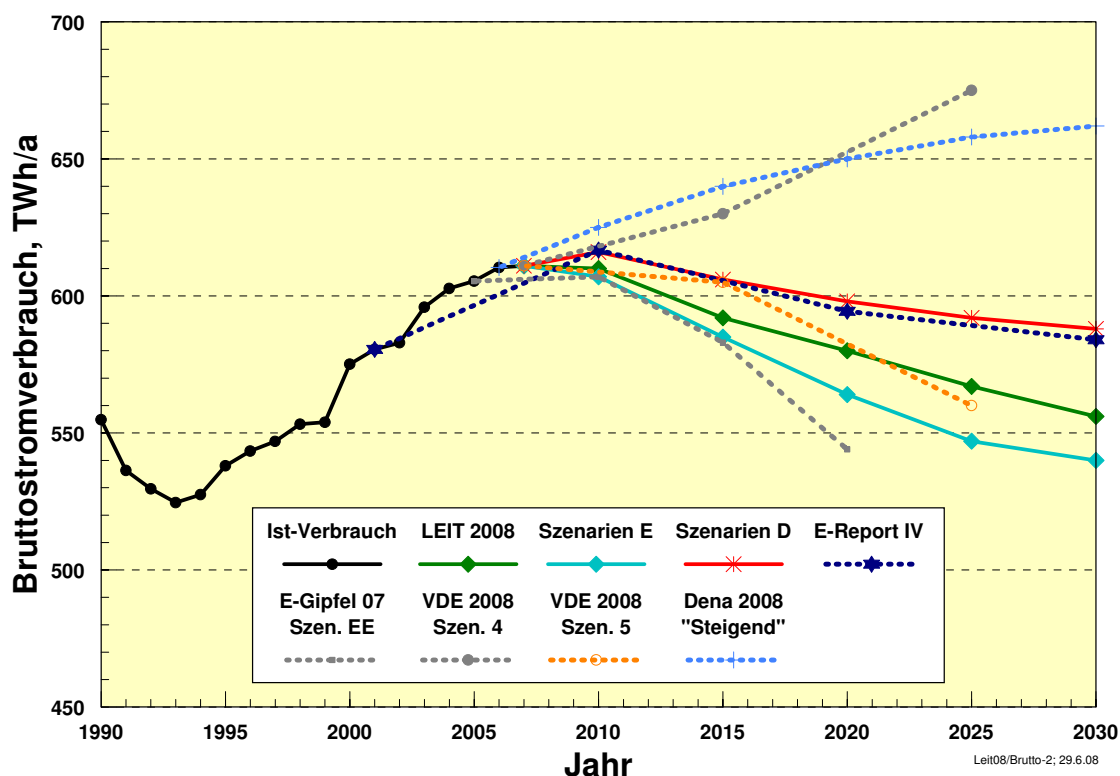


Abbildung 2.2: Bruttostromverbrauch 1990 bis 2007 und angenommene Entwicklung bis 2030 in verschiedenen Szenarien. Zur besseren Darstellung ist der Nullpunkt der Ordinate unterdrückt. Quellen: EW/Prognos 2005; EW/Prognos 2007, BMWi 2007, VDE 2008, ET 2007; DENA 2008

Im LEITSZENARIO 2008 wird die Bruttostromerzeugung, ausgehend von dem zwischen 2005 und 2007 weiter gestiegenen Stromverbrauch, mittelfristig höher angesetzt als im Szenario EE des Energiegipfels; sie ist damit auch höher als im Leitszenario 2006 [BMU 2007a], insbesondere im kurzfristigen Zeitraum um 2010 (**Tabelle 2-2**). Längerfristig wird jedoch von einer stabilen Tendenz einer stetigen Verbrauchsminderung ausgegangen. Der im LEITSZENARIO 2008 angenommene Verlauf der Bruttostromerzeugung geht von einer Reduktion bis 2020 um 7,5% gegenüber dem Wert von 2007 aus. Der Rückgang findet jedoch erst nach 2010 statt. Gegenüber einer fiktiven Entwicklung mit einem ähnlichen Wachstum des Verbrauchs wie bisher, der bis 2020 auf eine Erzeugung von 690 TWh/a führen würde, be-

deutet der für 2020 angenommene Wert eine Reduktion um 15%. Die Stromproduktivität (Quotient BIP/STROM) muss dazu immerhin um 33% gegenüber 2000 steigen.

In den Szenarien E wird von einer erfolgreicherer Effizienzpolitik im Stromsektor ausgegangen. Die Bruttostromerzeugung geht hier bis 2020 um 10% gegenüber 2007 zurück. Dagegen bilden die Szenarien D eine weniger erfolgreiche Effizienzpolitik ab. Damit geht auch die Bruttostromerzeugung weniger stark zurück als im LEITSZENARIO 2008, sie entspricht etwa dem Verlauf der Referenzvariante des Energiereports IV [EWI/Prognos 2005]. Dabei geht die Bruttostromerzeugung bis 2020 nur um 4,5% gegenüber 2007 zurück.

Tabelle 2-2: Bruttostromerzeugung bis 2020 bzw. 2030 in verschiedenen Szenarien

| | 2005 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------------------------------|-------|-----------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Bruttostromerzeugung ^{*)}, TWh/a | | | | | | | |
| - LEITSZENARIO 2008 | | 629,7^{**)} | 617 | 598 | 584 | 570 | 558 |
| - Szenario E1 | | 629,7 | 615 | 589 | 566 | 549 | 542 |
| - Szenario D1 | | 629,7 | 623 | 612 | 602 | 595 | 595 |
| - Leitszenario 2006 | 612,0 | | 595 | | 570 | | 551 |
| - Energiegipfelszenario EE | 613,8 | | 607 | 583 | 544 | | |

^{*)} ohne Strom aus Pumpspeicherkraftwerken (6,8 TWh/a in 2007); damit Erzeugung aus Wasserkraft (Laufwasser + Zulauf Speicher) in 2007: 20,7 TWh/a;

^{**)} die Zunahme des Bruttostromverbrauchs gegenüber 2005 beläuft sich nur auf 6 TWh/a, da das Exportsaldo 2007 mit 19 TWh/a gegenüber 2005 um 11 TWh/a höher war;

2.3 Ableitung zukünftiger Energiepreispfade

Über die ökonomischen Auswirkungen und längerfristigen Vorteile der Einführung von EE (und der Nützlichkeit verstärkter Effizienzsteigerungen) entscheidet wesentlich das zukünftige Kostenniveau der herkömmlichen Energieversorgung. Bis in die jüngste Zeit ist überwiegend von sehr niedrigen zukünftigen Preissteigerungen fossiler Energien ausgegangen worden. Auch in relativ aktuellen Untersuchungen [BMWl 2007; BDI 2007; IER 2008; Politikszenarien 2007a] finden sich Preispfade, die für Rohöl nicht über ein mittelfristiges Preisniveau (2020/2030) von 50 – 60 \$₂₀₀₅/b hinausgehen. Zusätzlich berücksichtigte „Hochpreispfade“ gehen bis 2020 kaum über ein Preisniveau von 80 \$₂₀₀₅/b hinaus. Dies ist angesichts der starken Anstiege des Ölpreises seit 2006 und insbesondere in den letzten Monaten, und der mit großer Sicherheit anhaltend großen bzw. weiter steigenden Nachfrage, nicht mehr gerechtfertigt. Die heutige Situation auf dem Energiemarkt ist deutlich anders einzuschätzen als die in Ende der 70iger Jahre durch die OPEC-Staaten induzierte „künstliche“ Verknappung des Ölangebots. Heute muss von einer echten Verknappungssituation ausgegangen werden. Wachsender weltweiter Nachfrage, insbesondere der asiatischen Länder, stehen keine weiteren nennenswerten Steigerungsmöglichkeiten der Fördermenge gegenüber. Das Maximum der weltweiten Ölförderung wird von zahlreichen Experten in den nächsten Jahren erwartet, einige gehen davon aus, dass es bereits erreicht wurde. Hinzu kommen die regional sehr einseitige Ressourcensituation und die damit verknüpften wachsenden Einflussmöglichkeiten weniger Staaten auf den Weltölmarkt. Auch aufgrund der hohen Preise zusätzlich erschließbare Ölfelder können keine Entspannung liefern, da bis zur Förderung des Öls 5 - 10 Jahre vergehen dürften [SZ 2008].

Aussagen zur Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Energietechnologien auf der Basis der bisherigen Niedrigpreispfade sind vor diesem Hintergrund nur noch bedingt aussagekräftig. Allenfalls kann die bisher übliche „Hochpreisentwicklung“ als eher unwahrscheinliche Untergrenze eines zukünftigen Preisverlaufs angesehen werden. Die zeitliche Entwicklung des Ölpreises (**Abbildung 2.3**) zeigt, dass eine längere Phase sehr niedriger Preise seit etwa 2002 durch einen deutlichen Anstieg in den letzten Jahren abgelöst wurde, der sich insbesondere in den letzten Monaten dramatisch beschleunigt hat. Während der Rohölpreis zwischen 1990 und 2000 unter 20 \$/b lag, stieg er bis Ende 2005 bereits auf 53 \$/b. Damit lag der nominale Ölpreis bereits über den bisherigen Spitzenwerten in den 80iger Jahren.

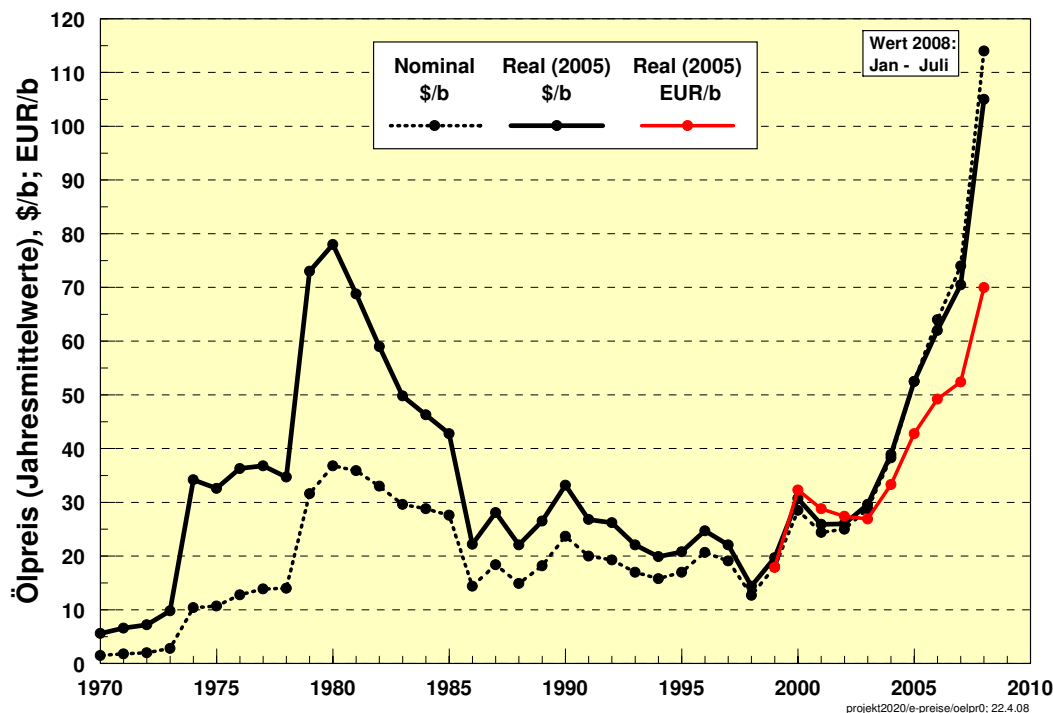


Abbildung 2.3: Nominaler und realer (Preisbasis 2005) Verlauf des jahresdurchschnittlichen Rohölpreises von 1970 bis 2008 in \$/b (Wert für 2008 ist Mittelwert von Januar bis Juli)

Bis Ende 2007 ist der nominale jahresdurchschnittliche Ölpreis auf 74 \$/b gestiegen. Der Mittelwert der Monate Januar bis Juli 2008 liegt nominal sogar bei rund 114 \$/b; damit übertraf der Ölpreis auch in Preisen 2005 mit 105 \$₂₀₀₅/b den bisherigen Spitzenwert des Jahres 1980 von knapp 80\$₂₀₀₅/b deutlich. Die aktuellen Tagespreise haben im Juli 2008 zeitweise die 140 \$/b-Marke überschritten, sind aber Ende Juli wieder auf rund 120 \$/b zurückgegangen. Wegen des seit 2005 deutlich gestiegenen Wechselkurses €//\$ erfolgte der Preisanstieg des Rohöls in Europeisen etwas gedämpfter. Der Jahresmittelwert 2007 lag in realen Preisen bei 52 €₂₀₀₅/b; der Halbjahreswert 2008 bei 70 €₂₀₀₅/b.

Für die Kosten- und Preisberechnungen im LEITSZENARIO 2008 wird ein Fächer zukünftiger Energiepreispfade herangezogen, dessen Untergrenze die um 2005 noch als „Hochpreisszenarien“ bezeichneten Pfade bilden. Als repräsentativ dafür wird der Preispfad aus der „Ölpreisvariante“ nach [EWI/Prognos 2006] gewählt. Der Preispfad C, bezeichnet als „Sehr Niedrig“, übernimmt dessen Werte weitgehend. Er dient für Vergleiche mit früheren Untersuchungen, die diesen Preispfad zugrunde gelegt haben. Mit ihm kann demonstriert werden, wie stark eine unterschätzte dynamische Entwicklung von wesentlichen Parametern

zu Fehlschlüssen in der Beurteilung einer erst in der mittelfristigen Zukunft wirksam werden- den Ausbaustrategie führen kann. Zwei weitere Preispfade werden als Preispfad B: „Mäßiger Anstieg“ und Preispfad A: „Deutlicher Anstieg“ bezeichnet. Beide Preispfade wurden ausge- hend vom Jahresmittelwert des Jahres 2007 fortgeschrieben. Preispfad B ähnelt dem hohen Preispfad in [IEA 2007]. Er entspricht etwa auch dem oberen Preispfad, der in der Ausarbei- tung zum Leitszenario 2006 [BMU 2007] verwendet wurde. Aus heutiger Sicht dürften auch diese Pfade den zukünftigen Preisanstieg eher unterschätzen. Deshalb wurde der Preisfä- cher um den Preispfad A erweitert, um die aus heutiger Sicht wahrscheinlichere Entwicklung zu berücksichtigen. Er liegt noch etwas über dem hohen Preispfad nach [EIA 2007]. Die zu- künftigen Preisrelationen von Rohöl zu Erdgas und von Rohöl zu Steinkohle sowie die län- gerfristige Wechselkursentwicklung € zu \$ wurde aus [Politiksznarien 2007b] übernommen und bis 2050 fortgeschrieben. Für die dort angenommenen Preisrelationen wird unterstellt, dass Steinkohle sich nicht vom Preisanstieg des Rohöls abkoppelt, sondern im Gegenteil bis 2010 auf rund 40% des Wärmeäquivalenzpreises von Öl steigt und auf diesem Niveau ver- harrt. Auch Erdgas übernimmt stärker als in der Vergangenheit die Preissteigerungen des Rohöls und steigt bis zu 85% des entsprechenden Rohölpreises.

Am Beispiel der Entwicklung des Rohölpreises (jeweilige Jahresmittelwerte) werden die drei Energiepreispfade gegenübergestellt (**Abbildung 2.4**). Zum Vergleich sind Preispfade ver- schiedener anderer Untersuchungen eingetragen. Mit diesem Preisfächer kann in ausrei- chendem Maße dargestellt werden, wie stark Annahmen zur zukünftigen Preisentwicklung fossiler Energien in die Beurteilung einer Ausbaustrategie für erneuerbare Energien (und Effizienzsteigerungen) eingehen. In Relation zur gegenwärtigen Entwicklung des Rohölpreis- es kann selbst der Preispfad A: „Deutlicher Anstieg“ als relativ konservativ bezeichnet wer- den. In jüngsten Analysen [SZ 2008; FAZ 2008] wird ein weiterer Anstieg auf bis zu 200 \$/b innerhalb der nächsten zwei Jahre nicht ausgeschlossen.

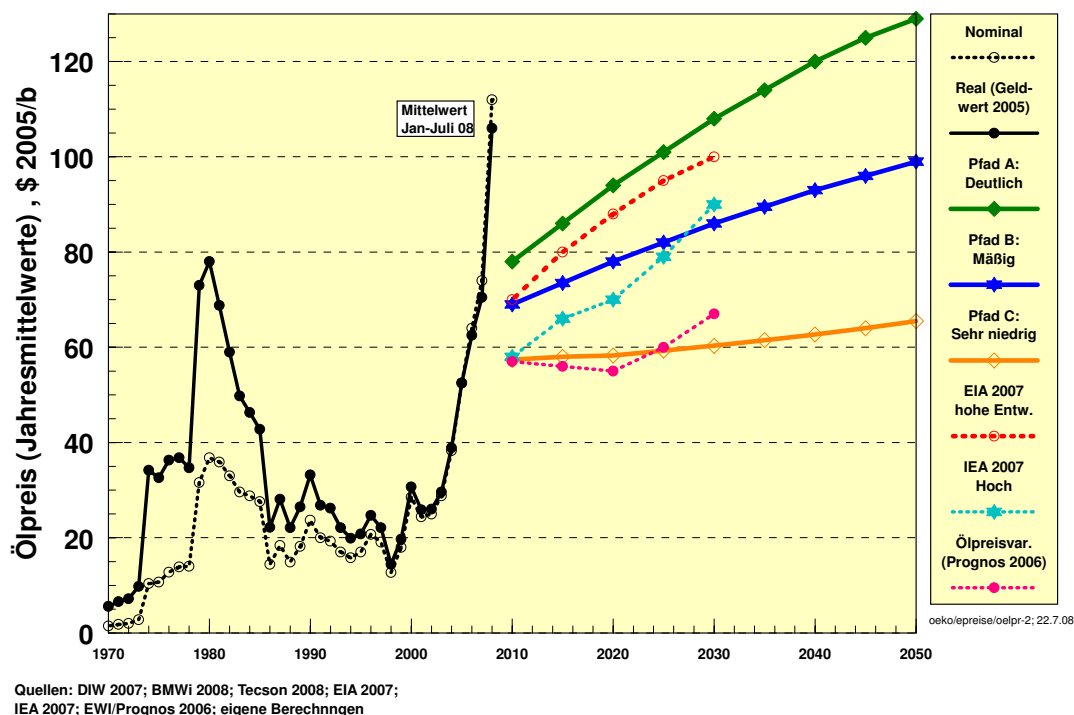


Abbildung 2.4: Gegenüberstellung der drei Energiepreispfade am Beispiel des realen Ölpreises (\$₂₀₀₅/b) und Vergleich mit den Preisvariante anderer Untersuchungen [EWI/Prognos 2006; IEA 2007; EIA 2007]

Die zukünftige Kostenbelastung durch CO₂-Zertifikate wird in Form von Aufschlägen auf die fossilen Energieträger umgelegt. Die gewählten Preise wurden in Anlehnung an [Politikszennarien 2007b] festgelegt und den obigen Preispfaden zugeordnet. Die Umlage der CO₂-Aufschläge (ebenfalls reale Werte in Geldwert 2005) auf alle Energiepreise entspricht einer vollständigen Auktionierung der Zertifikate, d. h. es wird davon ausgegangen, dass sich nach 2012 Klimaschutzmaßnahmen in einem wirksamen Zertifikatshandel niederschlagen, der letztlich alle Energieverbraucher umfasst. Für die bereits zum Zertifikatehandel verpflichteten Energieverbraucher ist dies für die nächste Handelsperiode vorgesehen. Die aus den obigen Energiepreispfaden sich ergebenden Energiepreise der einzelnen Energieträger können im **Tabelle 2-3** und **Tabelle 2-4** entnommen werden.

Tabelle 2-3: Preispfad A „Deutlicher Anstieg“: Reale (Geldwert 2005) und nominale Importpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle sowie Braunkohle frei Kraftwerk ohne und mit CO₂-Aufschlag

| Preispfad A: Deutlich | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| eigene Berechnungen | | | | | | | | | | | |
| Importpreise für Primärenergieträger (ohne CO₂-Aufschlag) | | | | | | | | | | | |
| REAL 2005 | 2005 | 2006 | 2007 | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Rohöl Importpreis in \$ ₂₀₀₅ /b | 52,50 | 62,93 | 71,22 | | 78,0 | 86,0 | 94,0 | 101,0 | 108,0 | 120,0 | 129,0 |
| Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ | 7,51 | 8,63 | 9,19 | | 9,79 | 11,19 | 12,70 | 14,19 | 15,67 | 18,17 | 19,70 |
| Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₅ /t | 314,6 | 361,5 | 384,9 | | 409,7 | 468,4 | 531,7 | 594,1 | 656,0 | 760,6 | 824,8 |
| Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ | 4,66 | 6,04 | 6,80 | | 7,83 | 9,17 | 10,67 | 12,20 | 13,79 | 16,53 | 18,52 |
| Erdgas Importpreis in cts ₂₀₀₅ /kWh | 1,68 | 2,18 | 2,45 | | 2,82 | 3,30 | 3,84 | 4,39 | 4,96 | 5,95 | 6,67 |
| Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ | 2,10 | 2,07 | 2,48 | | 3,91 | 4,59 | 5,33 | 6,10 | 6,89 | 8,54 | 9,85 |
| Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₅ /t | 61,7 | 60,7 | 72,7 | | 114,7 | 134,4 | 156,3 | 178,8 | 202,1 | 250,2 | 288,7 |
| Braunkohle in € ₂₀₀₅ /GJ | 1,05 | 1,05 | 1,10 | | 1,12 | 1,20 | 1,25 | 1,30 | 1,37 | 1,50 | 1,65 |
| NOMINAL | 2005 | 2006 | 2007 | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Rohöl in \$/b | 52,50 | 64,00 | 74,00 | | 86,00 | 104,70 | 126,40 | 149,90 | 177,00 | 239,80 | 314,20 |
| Rohöl Importpreis in €/GJ | 7,51 | 8,78 | 9,56 | | 10,79 | 13,63 | 17,07 | 21,06 | 25,68 | 36,26 | 47,93 |
| Rohöl Importpreis in €/t | 314,6 | 367,6 | 400,1 | | 451,7 | 570,5 | 714,6 | 881,6 | 1075,2 | 1518,2 | 2006,7 |
| Erdgas Importpreis in €/GJ | 4,66 | 6,15 | 7,07 | | 8,63 | 11,17 | 14,34 | 18,11 | 22,60 | 33,00 | 45,05 |
| Erdgas Importpreis in cts/kWh | 1,68 | 2,21 | 2,55 | | 3,11 | 4,02 | 5,16 | 6,52 | 8,14 | 11,88 | 16,22 |
| Steinkohle Importpreis in €/GJ | 2,10 | 2,11 | 2,58 | | 4,32 | 5,59 | 7,17 | 9,05 | 11,30 | 17,04 | 23,97 |
| Steinkohle Importpreis in €/t | 61,7 | 61,8 | 75,6 | | 126,5 | 163,7 | 210,1 | 265,4 | 331,2 | 499,5 | 702,4 |
| Wechselkurs €/€ | 1,23 | 1,28 | 1,36 | | 1,40 | 1,35 | 1,30 | 1,25 | 1,21 | 1,16 | 1,15 |
| NOMINAL/REAL für \$ | 1,000 | 1,017 | 1,039 | | 1,103 | 1,217 | 1,345 | 1,484 | 1,639 | 1,998 | 2,436 |
| NOMINAL/REAL für EURO | 1,000 | 1,017 | 1,039 | | 1,103 | 1,218 | 1,344 | 1,484 | 1,639 | 1,996 | 2,433 |
| CO₂ - Aufschläge €/t | | | | | | | | | | | |
| | t CO ₂ /GJ | kg CO ₂ /kWh | | | 24,0 | 32,0 | 39,0 | 45,0 | 50,0 | 60,0 | 70,0 |
| Steinkohle, €/GJ | 0,0920 | 0,331 | | | 2,208 | 2,944 | 3,588 | 4,140 | 4,600 | 5,520 | 6,440 |
| Erdgas, €/GJ | 0,0562 | 0,202 | | | 1,349 | 1,798 | 2,192 | 2,529 | 2,810 | 3,372 | 3,934 |
| Braunkohle, €/GJ | 0,1112 | 0,400 | | | 2,669 | 3,558 | 4,337 | 5,004 | 5,560 | 6,672 | 7,784 |
| Mineralöl, €/GJ | 0,0745 | 0,268 | | | 1,788 | 2,384 | 2,906 | 3,353 | 3,725 | 4,470 | 5,215 |
| Importpreise einschl. CO₂-Aufschlag | | | | | | | | | | | |
| REAL 2005 | 2005 | 2006 | 2007 | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ | 7,51 | 8,63 | 9,19 | | 11,57 | 14,13 | 16,29 | 18,33 | 20,27 | 23,69 | 26,14 |
| Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ | 4,66 | 6,04 | 6,80 | | 9,18 | 10,97 | 12,86 | 14,73 | 16,60 | 19,90 | 22,45 |
| Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ | 2,10 | 2,07 | 2,48 | | 6,12 | 7,53 | 8,92 | 10,24 | 11,49 | 14,06 | 16,29 |
| Braunkohle (KW), € ₂₀₀₅ /GJ | 1,05 | 1,05 | 1,10 | | 3,79 | 4,76 | 5,59 | 6,30 | 6,93 | 8,17 | 9,43 |

Der **Preispfad A: „Deutlicher Anstieg“** nimmt – ausgehend vom Niveau des Jahres 2007 - einen kontinuierlichen Preisanstieg an. Der Ölpreis liegt im Jahr 2020 bei 94 \$₂₀₀₅/b (nominal 126 \$/b) und im Jahr 2030 bei 108 \$₂₀₀₅/b (nominal 177 \$/b). Angesichts der jüngsten Preisanstiege stellt er eine eher vorsichtige Einschätzung des zukünftig zu erwartenden Ölpreises dar.

Mit dem **Preispfad B: Mäßiger Anstieg**“ werden Überlegungen der Jahre 2006 zu möglichen Hochpreisszenarien aufgegriffen [IEA 2007; EIA 2007; Politik 2007b]. Damit wird aus heutiger Sicht eine Untergrenze zukünftiger Preisentwicklungen beschrieben. Der Ölpreis liegt hier im Jahr 2020 bei 78 \$₂₀₀₅/b (nominal 105 \$/b) und im Jahr 2030 bei 86 \$₂₀₀₅/b (nominal 141 \$/b).

Der **Preispfad C: Sehr niedrig**“ tritt „nachrichtlich“ hinzu. Durch den mit ihm dargestellten Extremfall zukünftig real nahezu konstanter Rohölpreise auf niedrigem Niveau (um 60 \$₂₀₀₅/b; nominal 2020 = 78 \$/b und 2030 = 99 \$/b) können die Unterschiede zu zukünftig sich deutlich verändernden Energiepreisen besonders gut veranschaulicht werden.

Tabelle 2-4: Preispfad B „Mäßiger Anstieg“: Reale (Geldwert 2005) und nominale Importpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle sowie Braunkohle frei Kraftwerk ohne und mit CO₂-Aufschlag

| Preispfad B: Mäßig | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------------------|----------|------------|-------|--|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| eigene Berechnungen | | | | | | | | | | | |
| Importpreise für Primärenergieträger (ohne CO2-Aufschlag) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| REAL 2005 | 2005 | 2006 | 2007 | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Rohöl Importpreis in \$2005/b | 52,50 | 62,93 | 71,22 | | 69,0 | 73,5 | 78,0 | 82,0 | 86,0 | 93,0 | 99,0 |
| Rohöl Importpreis in €2005/GJ | 7,51 | 8,63 | 9,19 | | 8,66 | 9,56 | 10,54 | 11,52 | 12,49 | 14,08 | 15,12 |
| Rohöl Importpreis in €2005/t | 314,6 | 361,5 | 384,9 | | 362,4 | 400,3 | 441,2 | 482,4 | 523,0 | 589,5 | 633,0 |
| Erdgas Importpreis in €2005/GJ | 4,66 | 6,04 | 6,80 | | 6,92 | 7,65 | 8,43 | 9,22 | 9,99 | 11,26 | 12,10 |
| Erdgas Importpreis in cts2005/kWh | 1,68 | 2,18 | 2,45 | | 2,49 | 2,75 | 3,03 | 3,32 | 3,60 | 4,06 | 4,35 |
| Steinkohle Importpreis in €2005/GJ | 2,10 | 2,07 | 2,48 | | 3,46 | 3,82 | 4,22 | 4,61 | 5,00 | 5,63 | 6,05 |
| Steinkohle Importpreis in €2005/t | 61,7 | 60,7 | 72,7 | | 101,5 | 112,1 | 123,5 | 135,1 | 146,4 | 165,1 | 177,2 |
| Braunkohle in €2005/GJ | 1,05 | 1,05 | 1,10 | | 1,12 | 1,17 | 1,22 | 1,27 | 1,32 | 1,41 | 1,50 |
| | | | | | | | | | | | |
| NOMINAL | 2005 | 2006 | 2007 | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Rohöl in \$/b | 52,50 | 64,00 | 74,00 | | 76,10 | 89,50 | 104,90 | 121,70 | 141,00 | 185,80 | 241,10 |
| Rohöl Importpreis in €/GJ | 7,51 | 8,78 | 9,56 | | 9,54 | 11,65 | 14,16 | 17,10 | 20,47 | 28,10 | 36,78 |
| Rohöl Importpreis in €/t | 314,6 | 367,6 | 400,1 | | 399,5 | 487,6 | 593,0 | 715,9 | 857,2 | 1176,6 | 1540,1 |
| Erdgas Importpreis in €/GJ | 4,66 | 6,15 | 7,07 | | 7,63 | 9,32 | 11,33 | 13,68 | 16,38 | 22,48 | 29,43 |
| Erdgas Importpreis in cts/kWh | 1,68 | 2,21 | 2,55 | | 2,75 | 3,35 | 4,08 | 4,92 | 5,90 | 8,09 | 10,59 |
| Steinkohle Importpreis in €/GJ | 2,10 | 2,11 | 2,58 | | 3,82 | 4,66 | 5,67 | 6,84 | 8,19 | 11,24 | 14,71 |
| Steinkohle Importpreis in €/t | 61,7 | 61,8 | 75,6 | | 111,9 | 136,5 | 166,0 | 200,4 | 240,0 | 329,5 | 431,2 |
| | | | | | | | | | | | |
| Wechselkurs €/ \$ | 1,23 | 1,28 | 1,36 | | 1,40 | 1,35 | 1,30 | 1,25 | 1,21 | 1,16 | 1,15 |
| NOMINAL/REAL für \$ | 1,000 | 1,017 | 1,039 | | 1,103 | 1,218 | 1,345 | 1,484 | 1,640 | 1,998 | 2,435 |
| NOMINAL/REAL für EURO | 1,000 | 1,017 | 1,039 | | 1,103 | 1,218 | 1,344 | 1,484 | 1,639 | 1,996 | 2,433 |
| | | | | | | | | | | | |
| CO2 - Aufschläge €/t | t CO2/GJ | kg CO2/kWh | | | 20,0 | 25,0 | 30,0 | 33,0 | 35,0 | 40,0 | 45,0 |
| Steinkohle, €/GJ | 0,0920 | 0,331 | | | 1,840 | 2,300 | 2,760 | 3,036 | 3,220 | 3,680 | 4,140 |
| Erdgas, €/GJ | 0,0562 | 0,202 | | | 1,124 | 1,405 | 1,686 | 1,855 | 1,967 | 2,248 | 2,529 |
| Braunkohle, €/GJ | 0,1112 | 0,400 | | | 2,224 | 2,780 | 3,336 | 3,670 | 3,892 | 4,448 | 5,004 |
| Mineralöl, €/GJ | 0,0745 | 0,268 | | | 1,490 | 1,863 | 2,235 | 2,459 | 2,608 | 2,980 | 3,353 |
| | | | | | | | | | | | |
| Importpreise einschl. CO2-Aufschlag | | | | | | | | | | | |
| REAL 2005 | 2005 | 2006 | 2007 | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Rohöl Importpreis in €2005/GJ | 7,51 | 8,63 | 9,19 | | 10,15 | 11,86 | 13,30 | 14,56 | 15,71 | 17,76 | 19,26 |
| Erdgas Importpreis in €2005/GJ | 4,66 | 6,04 | 6,80 | | 8,05 | 9,05 | 10,12 | 11,07 | 11,96 | 13,51 | 14,62 |
| Steinkohle Importpreis in €2005/GJ | 2,10 | 2,07 | 2,48 | | 5,30 | 6,12 | 6,98 | 7,64 | 8,22 | 9,31 | 10,19 |
| Braunkohle (KW), €2005/GJ | 1,05 | 1,05 | 1,10 | | 3,34 | 3,95 | 4,56 | 4,94 | 5,21 | 5,86 | 6,50 |

Tabelle 2-3 und Tabelle 2-4 können auch die Höhe der CO₂-Zertifikatspreise und der Einfluss des dadurch bewirkten Aufschlags auf die Energieträgerpreise entnommen werden. Im Preispfad A steigen die CO₂-Preise im Sinne einer Obergrenze der zu erwartenden Zertifikatspreise von 24 €/t in 2010 über 39 €/t in 2020 kontinuierlich auf 50 €/t im Jahr 2030 und

auf 70 €/t im Jahr 2050. Im Preispfad B liegen sie mit 20 €/t (2010) und 30 €/t (2020) eher im Mittelfeld. Sie steigen bis 2050 auf 45 €/t. Im Preispfad C markieren sie mit 15 €/t (2010) und 20 €/t (2020) die Untergrenze zukünftig erwarteter Zertifikatspreise. Erkenntlich ist, dass höhere CO₂-Preise eine beträchtliche Erhöhung von Stein- und Braunkohlepreisen bewirken. Für Braunkohle sind sie sogar der einzige Steigerungsfaktor, da der Rohstoffpreis nahezu unverändert bleibt.

Die aus den jeweiligen Preispfaden resultierenden Grenzübergangspreise für Mineralöl, Erdgas und Steinkohle **ohne** CO₂-Aufschlag sind in **Abbildung 2.5** zusammengestellt. Diejenigen **mit** den entsprechenden CO₂-Aufschlägen zeigt **Abbildung 2.6**. Während bei den Preisanstiegen von Öl und Erdgas der Preisanstieg infolge weiterer Ressourcenverknappung stärker als der über den CO₂-Aufschlag wirksam werdende Klimaschutz wirkt, resultiert der Preisanstieg bei Steinkohle überwiegend aus der letzteren Komponente. Im Preispfad A ist um 2020 mit Importpreisen für Rohöl einschließlich CO₂-Aufschlag von 16 €/2005/GJ zu rechnen (Mittelwert 2007: 9,2 €/2005/GJ), für Erdgas von knapp 13 €/2005/GJ (Mittelwert 2007: 6,8 €/2005/GJ) und für Steinkohle von knapp 9 €/2005/GJ (Mittelwert 2007: 2,5 €/2005/GJ). Für Öl bedeutet dies auf realer Basis eine knappe Verdopplung, für Erdgas etwas mehr als eine Verdopplung und für Steinkohle mehr als eine Verdreifachung. Damit wachsen die Steinkohlepreise, bedingt durch den CO₂-Aufschlag relativ am stärksten. Auch im Preispfad B fallen die Preisanstiege einschließlich CO₂-Aufschlag noch relativ deutlich aus, während sich im Pfad C der Preisanstieg nur bei Steinkohle substantiell auswirkt.

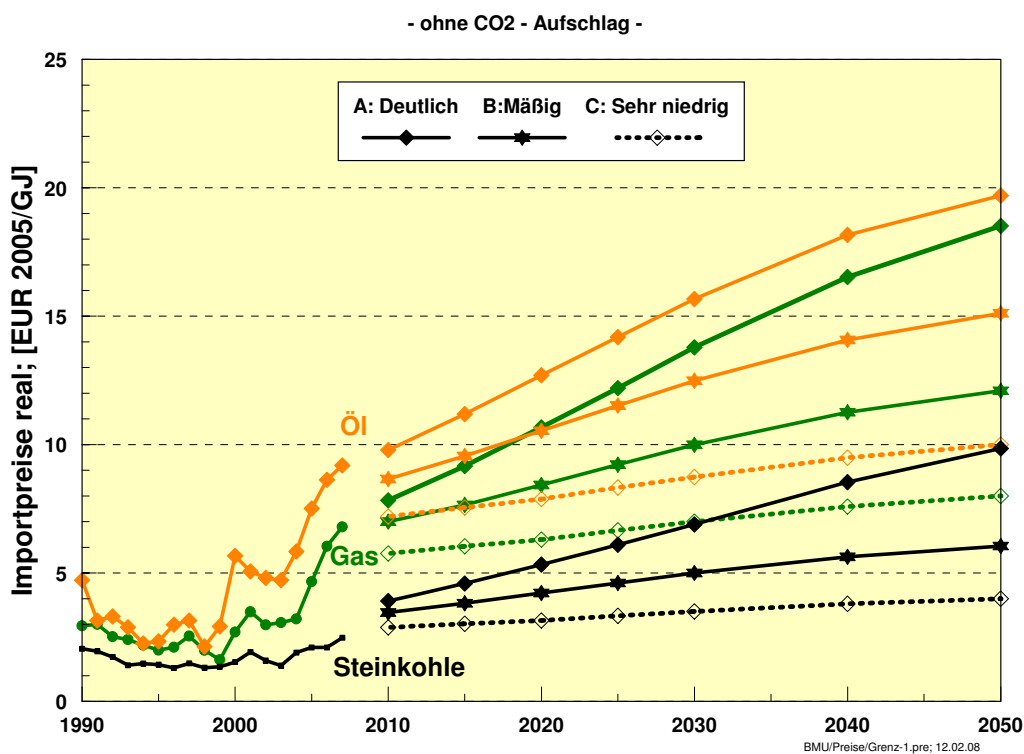


Abbildung 2.5: Grenzübergangspreise in €/2005/GJ für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preispfaden (ohne CO₂-Aufschlag)

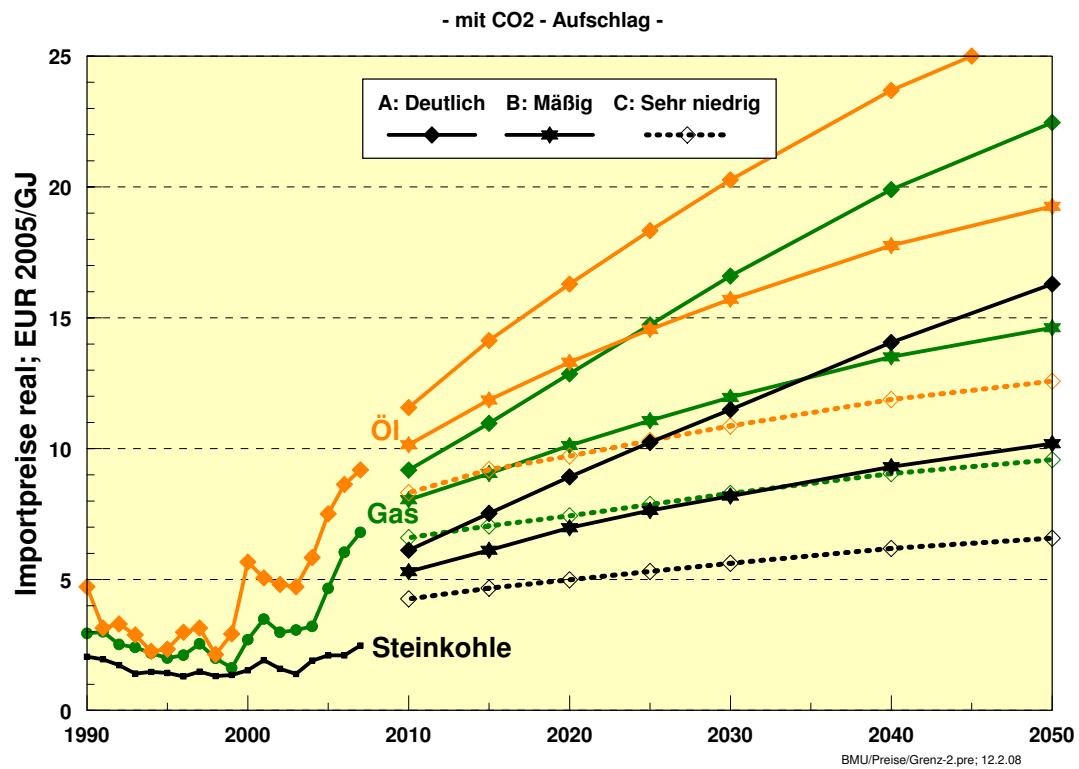


Abbildung 2.6: Grenzübergangspreise in €₂₀₀₅/GJ für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preis-
pfaden einschließlich CO₂-Aufschlag

3. Die wesentlichen Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008

3.1 Wesentliche Ausgangsbedingungen für die Szenarioerstellung

Im Folgenden wird zunächst das eigentliche LEITSZENARIO 2008 vorgestellt. Es beschreibt, wie das langfristige Klimaschutzziel 2050 durch eine volkswirtschaftlich optimale und strukturell aufeinander abgestimmte Mobilisierung der drei Teilsegmente: „Weiteren, stetigen „Ausbau erneuerbarer Energien (EE)“, „Effizientere Energiewandlung mittels Ausbau der KWK und des Neubaus effizienterer Kraftwerke (KWK)“ und „Effizientere Nutzung von Energie (EFF)“ erreicht werden kann und wie sich die Zwischenziele des Jahres 2020 in diese Strategie einfügen.

Speziell für die EE beschreibt das Szenario ihren anzustrebenden weiteren Ausbau, wenn die derzeit dynamischen Inlandsmärkte stabilisiert und ausreichende Chancen für den Aufbau ausreichend großer Exportmärkte sichergestellt werden sollen. In früheren Untersuchungen [BMU 2004; BMU 2007a,b] hat sich gezeigt, dass die bisher angestoßene Wachstumsdynamik der EE auf absehbare Zeit noch in dem jetzigen Umfang beibehalten bzw. in einigen Bereichen (Wärme) noch gesteigert werden muss, wenn die Umwelt- und Energiepolitik in diesem Bereich zum abschließenden Erfolg, d.h. zu einer in absehbarer Zeit sich einstellenden Konkurrenzfähigkeit der EE ohne weitere Förderinstrumente, führen soll. Die von der Bundesregierung gesetzten EE-Ausbauziele können dann rechtzeitig erreicht werden. Es wird davon ausgegangen, dass die dazu erforderlichen Randbedingungen in dem jetzigen Ausmaß erhalten bleiben bzw. noch fehlende oder unzulängliche Rahmenbedingungen kurzfristig etabliert oder verbessert werden. Im Einzelnen wird für die weitere Unterstützung des EE-Ausbaus von folgenden Prämissen ausgegangen:

- Das am 6. Juni 2008 im Bundestag entsprechend den Anregungen des Erfahrungsberichts vom 7. November 2007 [BMU 2007d; BMU 2007e] verabschiedete EEG besteht in ggf. weiter angepasster Form noch etwa ein Jahrzehnt weiter. Parallel werden der Übergang in ein „EEG-freies“ Marktumfeld für den Zeitraum nach dieser Zeit vorbereitet und entsprechende flankierende Maßnahmen zur Sicherstellung eines reibungslosen Übergangs für den weiteren EE-Ausbau eingeleitet. Dazu gehört u. a. die Vorbereitung der großräumigen Nutzungsmöglichkeit europäischer EE-Potenziale, z.B. von solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum, mittels eines weiter auszubauenden europäischen Stromverbundnetzes. Empfehlungen für die „Weiterentwicklung“ des EEG und des möglichen Übergangs wurden in [Diekmann 2008] erarbeitet.
- Es wird ein wirksames Instrument etabliert, welches die notwendige Beschleunigung des EE-Ausbau in allen Segmenten des Wärmemarkts (Neu- und Altbauten, Wohn- und Nichtwohngebäude) gewährleistet. Insbesondere wird davon ausgegangen, dass in ausreichendem Maße die großen Potenziale von Großanlagen und von Nahwärmenetzen zur Bereitstellung von EE-Wärme mobilisiert werden können und parallel die energetische Sanierung des Wohnungsbestandes in schnellem Umfang vorankommt. Sowohl das derzeitige in Baden-Württemberg bestehende Gesetz als auch das am 6. Juni 2008 vom Deutschen Bundestag verabschiedete bundesweite EE-Wärmegesetz [EEWärmeG 2007] genügen diesen Kriterien noch nicht. Es wird für die Szenarienanalyse angenommen, dass diese „Einstiegsgesetze“ rasch weiter entwickelt werden und baldmöglichst sowohl alle Gebäudearten, wie auch Neu- und Altbauten umfassen. Ebenso wird unter-

stellt, dass die zu erbringenden EE-Deckungsanteile nach einer Einführungsphase dynamisiert werden. Die finanzielle Förderung über das Marktanreizprogramm und weiterer Förderprogramme sollte zwischenzeitlich so strukturiert sein, dass sie die Ausführung der Gesetze optimal unterstützt.

- In Übereinstimmung mit den Empfehlungen des Wissenschaftlichen Beirats Agrarpolitik [WBA 2007] und des Sachverständigenrats für Umweltfragen [SRU 2007] wird für die sich abzeichnende weitere Nutzung von Bioenergien eine ökologisch verträgliche Nutzungsstrategie entwickelt. Sie führt dazu, dass generell ökologisch verträgliche Potenzialgrenzen eingehalten werden, ein Vorrang der heimischen Nutzung, und dort der Reststoffe, sichergestellt werden und der internationale Handel mit Bioenergien sich den Erfordernissen einer nachhaltig gesicherten und erschwinglichen Nahrungsmittelbereitstellung unterordnet. Bereits in das aktuelle EEG sind Nachhaltigkeitskriterien für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen eingeführt worden. Auch eine verstärkte Reststoffnutzung wird durch das jetzige EEG unterstützt. Im LEITSZENARIO 2008 wird aufgrund der Prioritätensetzung der genannten Gutachten zur Absicherung der nachhaltigen Nutzung von Biomasse längerfristig nur soviel Bioenergie bereitgestellt, wie es rein rechnerisch mit den in der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der EE“ [BMU 2004] ermittelten und auch im Leitszenario 2006 [BMU 2007a] benutzten „ökologisch verträglichen“ Inlandspotenzialen möglich ist. Kurzfristig werden diese Grenzen allerdings aufgrund der derzeitigen realen Gegebenheiten und der mittelfristigen Wachstumsdynamik überschritten.

Die deutsche Energiepolitik bietet derzeit ein sehr heterogenes Bild. Auf der einen Seite gibt es seitens der Politik, insbesondere abgeleitet von den CO₂-Minderungszielen, relativ klare Zielvorgaben für Effizienzsteigerungen, den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energien sowie den zu erreichenden Emissionsminderungen im Individualverkehr. Außerdem besteht nach wie vor die gesetzliche Festlegung, die Nutzung der Kernenergie auslaufen zu lassen. Das LEITSZENARIO 2008 geht von einer erfolgreichen Umsetzung dieser Zielsetzungen aus, zeigt, welche strukturellen Veränderungen mit der Umsetzung dieser Ziele verbunden sind, welche Intensität die Einzelmaßnahmen erreichen müssen und welche Vorleistungen insbesondere im EE-Bereich noch zu erbringen sind.

Es ist aber darauf hinzuweisen, dass zu einer sicheren Erfüllung dieser Ziele noch eine ganze Reihe von energiepolitischen Rahmenbedingungen und Instrumenten angepasst, modifiziert bzw. neu etabliert werden müssen. Für den EE-Bereich wurden die erforderlichen Bedingungen oben konkretisiert. Insbesondere sind aber noch weitere Anstrengungen zur parallel erforderlichen raschen Mobilisierung der technisch-strukturell vorhandenen Effizienzoptionen in allen Bereichen der Energienutzung erforderlich. Mit der Novelle des KWK-Gesetzes wurden nunmehr auch geeignete Rahmenbedingungen für die Errichtung und Modernisierung von KWK-Anlagen unabhängig von der Stromnutzung und für den deutlichen Ausbau von Wärmenetzen geschaffen. Für den Bereich der Mini-KWK-Anlagen besteht eine Flankierung durch ein Förderprogramm im Rahmen der Klimaschutzinitiative. Ein weiterer Schwerpunkt der Klimaschutzinitiative ist die Reduzierung des Stromverbrauchs, u. a. durch ein Förderprogramm für gewerbliche Kälteanlagen.

Auf der anderen Seite verfolgen verschiedene Akteure in der Energiewirtschaft Strategien, die den Zielsetzungen der Bundesregierung widersprechen bzw. die Erfüllung dieser Ziele zumindest erschweren. Diese Stimmen haben in der letzten Zeit zugenommen. Dazu gehört die verstärkt geforderte Rücknahme des „Ausstiegs“ aus der Kernenergie und das Bemühen,

Stromkontingente von neueren auf ältere Reaktoren zu übertragen, um deren bevorstehende Stilllegung zu vermeiden. Die angekündigte Kraftwerksinvestitionsstrategie großer Stromversorger setzt andererseits zu stark auf den Neubau großer Kohlekraftwerke und zu wenig auf eine ausgewogene Mischung von Gas und Kohle und den verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung [VDEW 2007a]. Dadurch besteht die Gefahr, dass der erforderliche Beitrag der Stromversorgung zur CO₂-Minderung bis 2020 nicht erbracht werden kann. Gleichzeitig wird jedoch auch die Gefahr einer „Stromlücke“ aufgeworfen, da stark steigende Energiepreise und die sich für die nächste Periode des CO₂-Zertifikatehandels abzeichnenden Verschärfungen zu Verzögerungen bei notwendigen Kraftwerksinvestitionen führen könnten [DENA 2008]. Andere Akteure weisen allerdings auf deutlich größere Spielräume bei der Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung hin [Matthes, Ziesing 2008] bzw. mahnen energischeres Handeln bei der Ausnutzung der gegebenen Möglichkeiten (Effizienz, KWK, EE) an [Stromlücke 2008, UBA 2008].

Die deutsche Automobilindustrie stellt infrage, ob die anvisierten Emissionsminderungen für ihre Fahrzeuge rechtzeitig erreichbar sein werden und verlangt weitere Milderungen bei der „Lastenverteilung“ im europäischen Umfeld. Manche Akteure (z.B. [BDI 2007; VDEW 2007b]) halten generell die von der Bundesregierung angestrebten Ziele innerhalb des genannten Zeitraum bis 2020 für zu ehrgeizig bzw. befürchten bei ihrer forcierten Umsetzung zu hohe Kosten, die speziell die Wirtschaft zu sehr belasten würden. Sie plädieren daher u. a. für eine Beibehaltung der Kernenergienutzung und eine Absicherung bzw. Unterstützung ihrer Strategie des Neubaus vorwiegend großer fossiler Kraftwerke. Als Back-Stop-Technologie zur Erreichung der Klimaschutzziele unter Beibehaltung heutiger Kraftwerksstrukturen wird meist auf die Möglichkeit der Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS-Technologie) verwiesen, wobei deren Entwicklungsmöglichkeiten und Einsatzzeitpunkte relativ optimistisch beurteilt werden. Umfangreiche Lebenszyklusanalysen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen [RECCS 2007] weisen jedoch auf große technologische und ökonomische Hürden und ein überschätztes Potenzial dieser Technologie hin. Zu den Skeptikern gehören auch Landesregierungen, wie aus dem Energiekonzept Baden-Württemberg 2020 [BW 2008] und den energiepolitischen Eckpunkten der bayrischen Landesregierung [Bayern 2008] ersichtlich ist.

Wie die genannten Beispiele zeigen, stellt das LEITSZENARIO 2008 also lediglich einen möglichen Umstrukturierungspfad der Energieversorgung dar. Es hat nur dann eine ausreichend hohe Umsetzungswahrscheinlichkeit, wenn den energiepolitisch fixierten Zielen ein entsprechend wirksames Maßnahmen- bzw. Instrumentenbündel gegenübersteht und die große Mehrheit der Akteure in der Energieversorgung und der Energiepolitik sich glaubhaft für diese Ziele einsetzen. Ist dies nicht der Fall, könnten Szenarien, die von einem langsameren Strukturwandel, von geringeren Wachstumsraten erneuerbarer Energien und von geringeren Effizienzsteigerungen ausgehen, der energiewirtschaftliche Realität der nächsten ein bis zwei Jahrzehnte näher kommen als das LEITSZENARIO 2008. Damit würden aber die angestrebten klimapolitischen Ziele deutlich verfehlt und die Abhängigkeit von sich stetig verteuernenden fossilen Energien hoch bleiben. In den Szenariovarianten D („Defizite“) werden derartige Entwicklungen skizziert.

Bei entsprechend wirksameren energiepolitischen Rahmenbedingungen und/oder sich weiter beschleunigenden geopolitischen Entwicklungen (z.B. weiter deutlich steigender Ölpreis; spürbare Verknappung von Rohöl und Erdgas in den nächsten 10 - 15 Jahren; sich beschleunigende Klimaveränderungen) können in demselben Zeitraum aber auch weitergehende und raschere Umstrukturierung erfolgen als sie das LEITSZENARIO 2008 beschreibt.

Diskussionen mit Verbänden und Firmenvertretern der EE-Branche haben auch gezeigt, dass auch ein rascherer Ausbau erneuerbarer Energien möglich ist. Damit könnten deren große Potenziale für einen nachhaltigen Klimaschutz und für eine wirksame Ressourcenschonung und den damit verknüpften volkswirtschaftlichen Wirkungen noch deutlicher sichtbar werden. Dieser Position ist allerdings entgegenzuhalten, dass dann die Gefahr eines größeren Ungleichgewichts zwischen erfolgreichen EE-Ausbaustrategien und unzulänglichen, aber unbedingt notwendigen Effizienzstrategien entstehen würde. In diesem Fall müssten an energiepolitisch wirksame Vorgaben hinsichtlich Effizienzsteigerung noch höhere Anforderungen gestellt werden, als das jetzt der Fall ist. In den Szenarien E („Effizienz“) werden einige Möglichkeiten unterschiedlicher Gewichtung des EE-Ausbaus und weiterer Effizienzsteigerungen vorgestellt.

3.2 Endenergie- und Primärenergieverbrauch und –struktur; CO₂-Emissionen im LEITSZENARIO 2008

Einen Überblick über einige Kenndaten des LEITSZENARIOS 2008 gibt **Tabelle 3-1**. Die Wirkung der Effizienzstrategie mit einer durchschnittlichen Steigerung der (Primär-) Energieproduktivität von 3%/a im LEITSZENARIO 2008 führt bis 2020 zu einem um 17% geringeren Primärenergieverbrauch gegenüber 2005. Die Abnahme setzt sich fort bis 2050 mit einem Primärenergieverbrauch, der 55% des Niveaus von 2005 entspricht. Der spezifische Primärenergieeinsatz PEV/BIP beträgt in 2020 noch 62% des Wertes von 2000 und fällt bis 2050 auf 32%. Schwächer fällt der Wert für den spezifischen Stromeinsatz STROM/BIP auf 75% bis 2020 und auf 50% im Jahr 2050. Auch der Pro-Kopf-Verbrauch sinkt und zwar für die Primärenergie bis 2020 um 15% (bezogen auf 2000) und bis 2050 um knapp 40%. Der spezifische Stromverbrauch bleibt mit 22 GJ/Kopf,a bis 2020 etwa konstant und sinkt danach nur gering auf 21 GJ/Kopf,a bis 2050.

Tabelle 3-1: Spezifische Kenndaten des LEITSZENARIOS 2008

| Kenndaten Basisfall | 2000 | 2002 | 2004 | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| Primärenergie (PJ/a) | 14401 | 14427 | 14663 | 14588 | 13855 | 12945 | 12044 | 11121 | 10252 | 8972 | 8066 |
| Endenergie (PJ/a) | 9234 | 9226 | 9326 | 9261 | 8996 | 8528 | 8133 | 7711 | 7238 | 6469 | 5845 |
| - davon Strom (PJ/a) | 1780 | 1801 | 1859 | 1820 | 1871 | 1827 | 1791 | 1752 | 1687 | 1622 | 1568 |
| (Strom in TWh/a) | 494 | 500 | 516 | 506 | 520 | 508 | 498 | 487 | 469 | 451 | 436 |
| CO ₂ -Emissionen (Mo t/a) | 845 | 850 | 859 | 831 | 758 | 688 | 639 | 565 | 470 | 327 | 214 |
| PEV/BIP (GJ/1000 EUR) | 6,982 | 6,909 | 6,962 | 6,683 | 5,934 | 5,096 | 4,359 | 3,757 | 3,275 | 2,623 | 2,241 |
| END/BIP (GJ/1000 EUR) | 4,477 | 4,419 | 4,428 | 4,242 | 3,853 | 3,357 | 2,944 | 2,605 | 2,312 | 1,892 | 1,624 |
| STROM/BIP (GJ/1000 EUR) | 0,863 | 0,863 | 0,883 | 0,834 | 0,801 | 0,719 | 0,648 | 0,592 | 0,539 | 0,474 | 0,436 |
| PEV/BIP (2000 = 100) | 100,0 | 99,0 | 99,7 | 95,7 | 85,0 | 73,0 | 62,4 | 53,8 | 46,9 | 37,6 | 32,1 |
| END/BIP (2000 = 100) | 100,0 | 98,7 | 98,9 | 94,8 | 86,1 | 75,0 | 65,7 | 58,2 | 51,7 | 42,2 | 36,3 |
| STROM/BIP (2000 = 100) | 100,0 | 99,9 | 102,3 | 96,6 | 92,8 | 83,3 | 75,1 | 68,6 | 62,5 | 55,0 | 50,5 |
| CO ₂ (1990 = 100; 993 Mo t/a) | 85,1 | 85,6 | 86,5 | 83,7 | 76,3 | 69,3 | 64,3 | 56,9 | 47,3 | 32,9 | 21,6 |
| PEV/Kopf (GJ/a) | 175,2 | 174,9 | 177,7 | 177,0 | 168,1 | 157,7 | 148,0 | 138,0 | 129,3 | 116,1 | 107,4 |
| END/Kopf (GJ/a) | 112,3 | 111,8 | 113,0 | 112,4 | 109,2 | 103,9 | 99,9 | 95,7 | 91,3 | 83,7 | 77,8 |
| STROM/Kopf (GJ/a) | 21,7 | 21,8 | 22,5 | 22,1 | 22,7 | 22,3 | 22,0 | 21,7 | 21,3 | 21,0 | 20,9 |
| CO ₂ /Kopf (t/a) | 10,3 | 10,3 | 10,4 | 10,1 | 9,2 | 8,4 | 7,8 | 7,0 | 5,9 | 4,2 | 2,8 |

Entsprechend der Zielvorgabe des Szenarios reduzierten sich die CO₂-Emissionen deutlich. In der Kombination von deutlicher Effizienzsteigerung, weiterem KWK-Ausbau, einer relativen Verschiebung des fossilen Energiemixes hin zu Erdgas und nicht zuletzt durch einen kontinuierlichen EE-Ausbau erreicht das LEITSZENARIO 2008 mit CO₂-Emissionen im Jahr 2050 von 214 Mio. t/a knapp die angestrebte 80%-Minderung gegenüber 1990. Die Pro-Kopf-Emissionen an Kohlendioxid reduzieren sich entsprechend von derzeit rund 10 t/Kopf,a auf 2,8 t/Kopf,a. Bis zum Jahr 2020 wird mit einem Ausstoß von 639 Mio. t CO₂/a eine Minderung von 35,7% gegenüber 1990 erreicht, das „Idealziel“ von 40% also knapp verfehlt. Der erreichte Wert entspricht etwa auch der in anderen Untersuchungen ermittelten bis 2020 möglichen Minderung. So wird in [ISI/PIK 2008] einer Reduzierung der Treibhausgase um 34,3% gegenüber 1990 auf der Basis des Meseberg-Programms [BMU 2008b] für erreichbar gehalten.

Die einzelnen Einsatzbereiche tragen in unterschiedlichem Ausmaß zum Anteil der EE an der gesamten Energieversorgung bei mit einer deutlichen Führerschaft im Strombereich (**Tabelle 3-2**). Im Jahr 2020 decken EE 34,8% des Endenergieverbrauchs an Strom (bzw. 30,4% des Bruttostromverbrauchs), 14,4% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 12,0% des gesamten Kraftstoffbedarfs (bzw. 14,6% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr). Bereits im Jahr 2030 wird beim Bruttostromverbrauch die 50%-Marke überschritten. Bis 2050 ist der Umbau der Energieversorgung schon weit fortgeschritten. Strom wird dann zu 87% (Endenergie) bzw. 81% (Bruttostromverbrauch) aus EE bereitgestellt. Fossile Kraftwerke übernehmen dann nur noch Reserve- und Regelungsaufgaben. Im Wärmebereich wird knapp die Hälfte der Nachfrage mit EE gedeckt. Im Verkehr ist der Beitrag der EE mit 27% des Kraftstoffbedarfs (bzw. 33% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr) allerdings immer noch relativ gering. Weitere Zahlenangaben sind im Anhang zusammengestellt. Die deutliche Effizienzsteigerung des gesamten Energieumsatzes erleichtert es, den angestrebten Anteil der EE am Endenergieverbrauch von mindestens 18% im Jahr 2020 zu erreichen. Da diese Strategie auch nach 2020 weitergeführt wird (die Energieproduktivität in 2050 liegt beim knapp Vierfachen des Wertes von 1990), erhält man relativ hohe Beiträge der EE bis 2030 mit 28% Anteil am Endenergieverbrauch bzw. 25% am Primärenergieverbrauch und erst recht bis 2050 mit 52% bzw. 48%.

Die folgenden Abbildungen veranschaulichen die Struktur des LEITSZENARIOS 2008 weiter. Betrachtet man das gesamte Energieversorgungssystem (**Abbildung 3.1**), so zeigen sich beträchtliche Veränderungen im Umwandlungsbereich. Die heute hohen Umwandlungs- und Verteilungsverluste (mit 4 000 PJ/a rund 28% des Primärenergieverbrauchs), die zu 75% auf die thermischen Verluste der Stromerzeugung zurückzuführen sind, reduzieren sich – insbesondere nach 2020 – deutlich und belaufen sich in 2050 noch auf 1 220 PJ/a. Der Anteil der Kondensationskraftwerke an der Stromerzeugung sinkt von derzeit 80% (fossil und nuklear) bis 2020 auf noch 57% und auf 35% bis 2030. In 2050 spielt mengenmäßig Kondensationsstrom nur noch eine geringe Rolle, die entsprechende Kraftwerksleistung wird jedoch auch dann noch für Reserve- und Regelungszwecke benötigt. Allerdings tragen auch die EE ab 2030 zunehmend zur Regelungs- und Reservebereitstellung bei. Verantwortlich für diese beträchtlichen Veränderungen im Umwandlungsbereich sind eine Verdopplung des Beitrags der Kraft-Wärme-Kopplung und die deutliche Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien bei insgesamt zurückgehendem Stromverbrauch. Die Effizienzsteigerung bei (neuen) fossilen Kraftwerken spielt im Vergleich dazu nur eine relativ geringe Rolle. Diese Entwicklung trägt, neben den Effizienzsteigerungen der Energienutzung beim Endverbraucher, zu dem merklichen Rückgang des Primärenergieeinsatzes bei.

Tabelle 3-2: Eckdaten 2010 bis 2050 des LEITSZENARIOS 2008, speziell Beiträge der erneuerbarer Energien

| | 2005 | 2007 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 13855 | 12044 | 10252 | 8972 | 8066 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 665 | 932 | 1317 | 1953 | 2599 | 3218 | 3843 |
| Anteil EE an PEV; % | 4,7 | 6,7 | 9,5 | 16,2 | 25,4 | 35,9 | 47,6 |
| Endenergie, PJ/a | 9240 | 9423 ⁰⁾ | 8996 | 8133 | 7238 | 6469 | 5845 |
| Endenergie EE, PJ/a | 602 | 807 | 966 | 1480 | 2019 | 2552 | 3045 |
| Anteil EE an EEV; % | 6,6 | 8,6⁰⁾ | 10,7 | 18,2 | 27,9 | 39,4 | 52,1 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1852 | 1829 | 1871 | 1791 | 1687 | 1622 | 1568 |
| Strom-End EE, PJ/a/a | 229 | 314 | 361 | 624 | 909 | 1194 | 1364 |
| Anteil EE, % | 12,3 | 17,2 | 19,3 | 34,8 | 53,9 | 73,6 | 87,0 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4859 | 4995 | 4605 | 4033 | 3499 | 2919 | 2480 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 292 | 325 | 385 | 579 | 785 | 971 | 1198 |
| Anteil EE, % | 6,0 | 6,6 | 8,4 | 14,4 | 22,4 | 33,3 | 48,3 |
| Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2529 | 2599 | 2521 | 2308 | 2051 | 1928 | 1796 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 81 | 167 | 220 | 277 | 325 | 387 | 483 |
| Anteil EE, % | 3,2 | 6,4³⁾ | 8,7 | 12,0 | 15,8 | 20,1 | 26,9 |
| Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾ | 612 | 617 | 617 | 586 | 562 | 565 | 583 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 63,6 | 87,5 | 104 | 178 | 282 | 387 | 472 |
| Anteil EE, % | 10,4 | 14,2 | 16,9 | 30,4 | 50,1 | 68,5 | 80,9 |
| Primärenergie, PJ/a ⁵⁾ | 14469 | 13842 | 13855 | 12044 | 10252 | 8972 | 8066 |
| Erneuerbare Energien | 665 | 932 | 1317 | 1953 | 2599 | 3218 | 3843 |
| Mineralöl | 5154 | 4678 | 4855 | 4219 | 3458 | 2853 | 2387 |
| Steinkohlen, Sonst., | 1980 | 1945 | 1485 | 1129 | 682 | 398 | 274 |
| Braunkohle | 1596 | 1618 | 1386 | 1115 | 639 | 309 | 27 |
| Erdgas, Erdölgas, Grubengas | 3295 | 3136 | 3315 | 3269 | 2873 | 2193 | 1535 |
| Fossile Energien, gesamt | 12025 | 11377 | 11141 | 9732 | 7652 | 5768 | 4223 |
| Kernenergie | 1779 | 1533 | 1397 | 360 | 0 | 0 | 0 |
| Energieproduktivität BIP/PEV (1990 = 100) | 130 | 142 | 149 | 202 | 269 | 336 | 394 |
| Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁶⁾ | 15,5 | 17,2 | 23,7 | 35,7 | 52,7 | 67,1 | 78,5 |
| Durch EE vermiedene CO₂-Emissionen, Mio. t/a⁷⁾ | 86 | 115 | 129 | 192 | 271 | 356 | 416 |

0) entsprechend „EE in Zahlen“ (Juni 2008) wird hier der Endenergieverbrauch des Jahres 2006 als Bezugsgröße verwendet; bezogen auf den (geschätzten) Endenergieverbrauch des Jahres 2007 in Höhe von 8 922 PJ/a beträgt der Anteil der EE bereits 9,0%;

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; Substitutionsmethode siehe Exkurs I;

2) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung;

3) Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz; bei Bezug auf Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs steigt der Anteil der EE im Jahr 2007 auf 7,3%;

4) Bruttostromverbrauch einschließlich Strom aus Pumpspeicher;

5) temperaturbereinigte Werte: 2005 = 14613 PJ/a; 2007 = 14240 PJ/a (vgl. Abb.3.1)

6) 1990 = 993 Mio. tCO₂/a (Energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess; ohne Emissionen der übrigen prozessbedingten Prozesse);

7) bei Strom nur Verdrängung fossiler Kraftwerke angenommen.

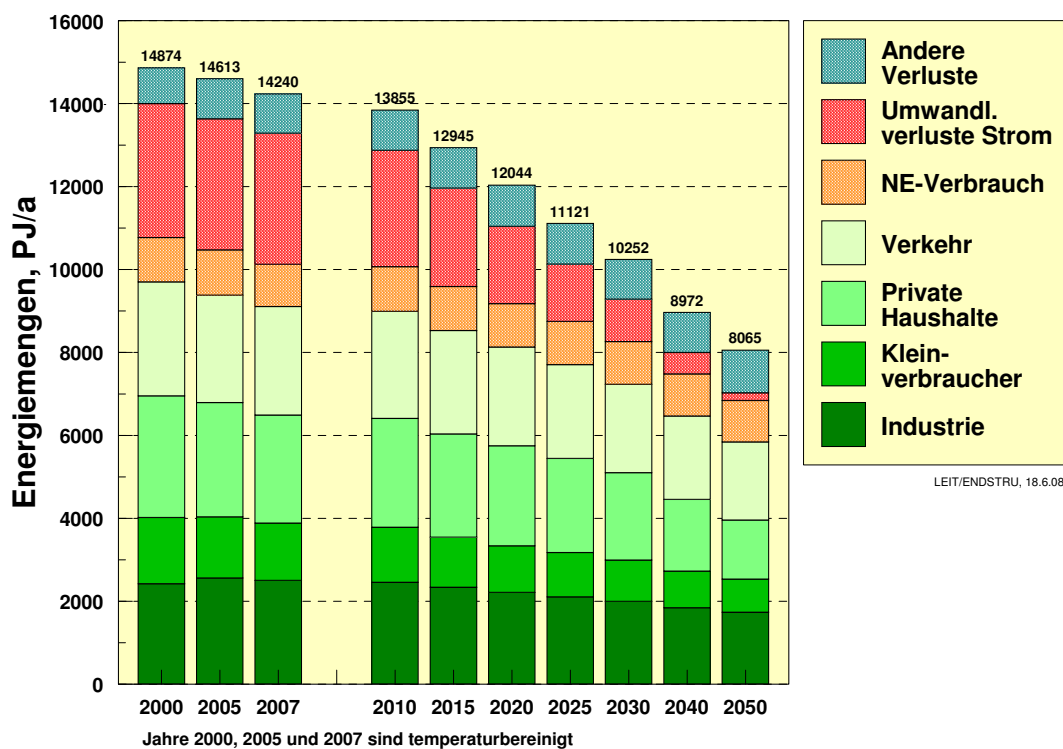


Abbildung 3.1: Struktur des Endenergieverbrauchs, nichtenergetischer Verbrauch und Umwandlungsverluste 2000, 2005, 2007 und im LEITSZENARIO 2008

Die Höhe der „Anderen Verluste“, die heute aus der Bereitstellung und Verteilung von Mineralölprodukten und Erdgas resultieren, bleibt etwa konstant, weil Verluste bei der Biomassebereitstellung und langfristig bei der Wasserstoffbereitstellung aus EE die zurückgehenden Verluste bei Mineralöl und Erdgas etwa kompensieren.

Am Rückgang der Endenergie um rund 1 250 PJ/a (bzw. -13,3%) zwischen 2005 (temperaturbereinigte Werte) und 2020 sind in absoluten Werten die Industrie und die Privaten Haushalte mit jeweils 350 PJ/a am stärksten beteiligt. Es folgen die Kleinverbraucher (Handel, Gewerbe, Dienstleistungen) mit 310 PJ/a. Die geringsten Reduktionen verzeichnet der Verkehr mit 210 PJ/a bzw. -8%. Wesentliche Ursache hierfür ist der nach wie vor stark wachsende Güterverkehr (siehe Tabelle 2-1). Längerfristig wirkt sich insbesondere die unterstellte vollständige Sanierung des Gebäudebestands stark verbrauchsmindernd aus. Gegenüber einer Reduktion des gesamten Endenergieverbrauchs bis 2050 um 38% (gegenüber 2005) sinken der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte um 48% und derjenige der Kleinverbraucher um 45%.

Abbildung 3.2 zeigt, dass das LEITSZENARIO 2008 die sich seit Anfang des Jahrhunderts abzeichnenden deutlichen Wachstumstendenzen der EE mit Augenmaß weiterführt (vgl. auch Abbildung 1.1). Bis 2020 steigt ihr Beitrag zur Endenergie gegenüber 2007 um weitere 84%, bis 2030 auf das 2,5-fache. Im Jahr 2050 wird mit 3 045 PJ/a nahezu die vierfache Energiemenge im Vergleich zu 2007 aus EE bereitgestellt. Der dominierende Beitrag der Biomasse (2007 = 70%, einschl. biogener Siedlungsabfälle) bleibt auf absehbare Zeit noch bestehen. Im Jahr 2020 beträgt ihr Anteil noch 60%, im Jahr 2030 noch 47%. Danach sind aber ihre Potenziale ausgeschöpft, ihr relativer Beitrag sinkt bis zum Jahr 2050 auf 32%, wobei aber ihr absoluter Beitrag mit 990 PJ/a noch über den einzelnen Beiträgen aller ande-

ren Energiequellen liegt. Die Windenergie steigert ihren Beitrag stetig und erreicht in 2030 mit 490 PJ/a Endenergie ihren höchsten relativen Anteil von 24%.

Langfristig übernimmt die Solarstrahlung (Fotovoltaik, Solarkollektoren, Solarstrom aus dem europäischen Verbund) die Wachstumsdynamik. Während ihr relativer Beitrag derzeit mit 3% noch sehr gering ist und auch bis 2030 „nur“ auf knapp 17% wächst, übertrifft er im Jahr 2050 mit 27% den Beitrag der Windenergie. Letzterer beträgt dann bei einem absoluten Beitrag von 695 PJ/a noch 22%. Der Beitrag der Geothermie beläuft sich in 2020 auf 5%, in 2050 aber bereits auf 16%. Blickt man perspektivisch in die zweite Hälfte des Jahrhunderts und geht von weiter wachsenden Anteilen der EE aus, wird nach 2050 im wesentlichen die Solarstrahlung - unterstützt durch die Geothermie - das weitere Wachstum der EE tragen.

- LEITSZENARIO 2008 -

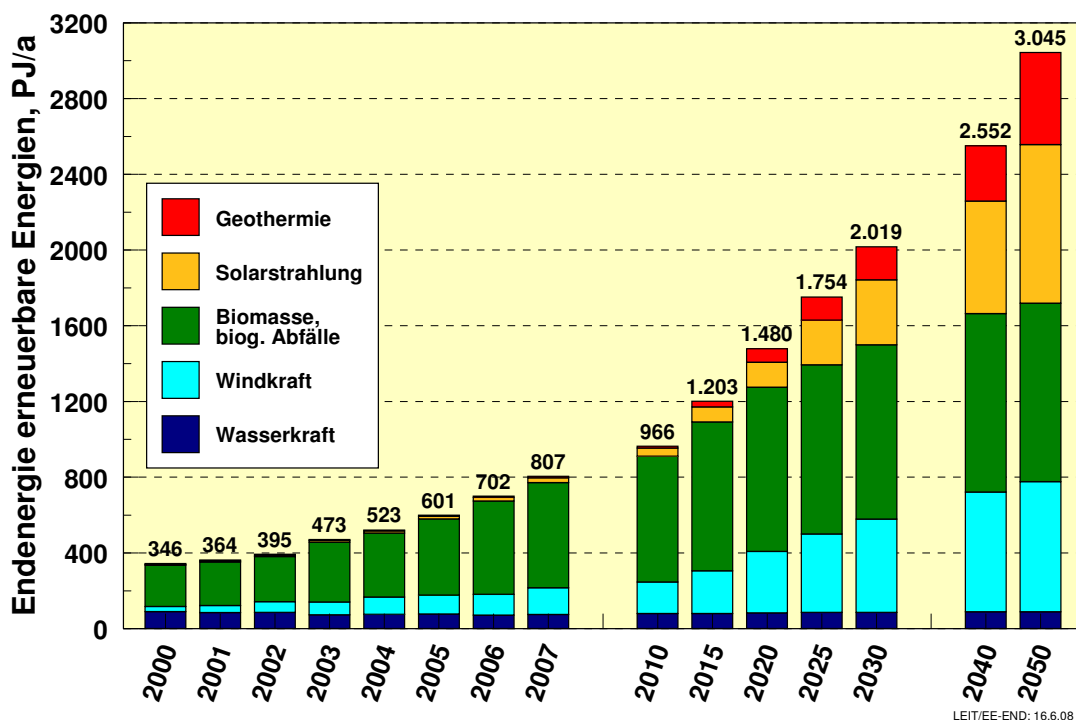
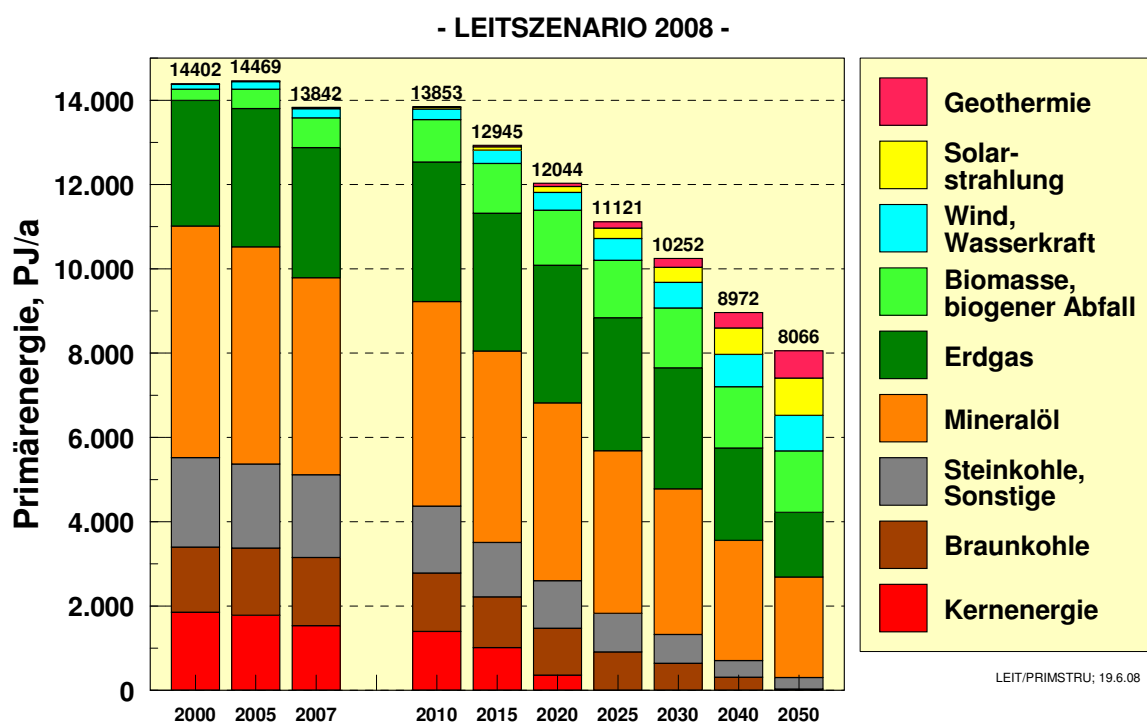


Abbildung 3.2: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen bis zum Jahr 2050

Der gesamte Primärenergieeinsatz im LEITSZENARIO 2008 sinkt, berechnet nach der Wirkungsgradmethode, stärker als der Endenergieverbrauch und beläuft sich in 2050 mit 8 066 PJ/a noch auf 58% des Verbrauchs im Jahr 2007 (**Abbildung 3.3**). Der Anteil der erneuerbaren Energien steigt von 6,7% in 2007 auf 16,2% in 2020, 25,4% in 2030 und 47,6% in 2050. In der Darstellung nach der Wirkungsgradmethode ist die Biomasse der eindeutig größte Beitrag der EE mit einem relativen Anteil von 38% am gesamten Beitrag der EE des Jahres 2050 (vgl. Endenergie in Abbildung 3.2). Der Einsatz fossiler Energien verringert sich im Leitszenario 2008 stetig. Bis 2020 erfolgt der Rückgang wegen des parallelen Abbaus der Kernenergie verhalten von 11 377 PJ/a im Jahr 2007 auf 9 732 PJ/a im Jahr 2020; danach beschleunigt sich der Rückgang auf 4 223 PJ/a im Jahr 2050.

Zur Jahrhundertmitte werden damit nur noch 37% der heute eingesetzten fossilen Primärenergie und kein Uran mehr benötigt. Damit verringert sich auch die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung. Die importierte Energiemenge belief sich in 2006 auf 10 776

PJ/a, die Importquote auf 74,5 % [BMWi 2008]. Importiert werden 65% der Steinkohle, 96% des Mineralöls, 84% des Erdgases und 100% des Urans. Bis 2020 verringert sich die Importmenge, bei 100%-igem Import von Öl und Erdgas und 80%-igem Import von Steinkohle, bereits auf 8 750 PJ/a. Die Importquote sinkt dagegen nur gering auf 72,7%, da sich die Bezugsgröße „Primärenergieverbrauch“ ebenfalls reduziert. Nach 2020 erfolgt ein deutlicher Rückgang. Im Jahr 2050 werden noch 4 200 PJ/a fossile Energien importiert, hinzu kommt ein „importierter“ Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund (ggf. auch in Verbindung mit Nordafrika und Osteuropa) in Höhe von 430 PJ/a (entsprechend 121 TWh/a Strom). Die Importquote beträgt somit 57%. Der Beitrag der importierten EE am Gesamtverbrauch ist mit 5% gering und kann als eine eher erwünschte, da politisch stabilisierende internationale Kooperation angesehen werden [Trans-CSP 2006]. Der Rückgang der fossilen Energien geschieht unterschiedlich rasch. In 2030 werden nur noch 39% der Steinkohle und 40% der Braunkohle, aber 65% des Mineralöls und 87% des Erdgases von 2005 benötigt. Damit ist auch eine deutliche Verringerung der Kohlenstoffintensität des fossilen Beitrags verbunden.



Wirkungsgradmethode; Ist-Werte nicht temperturbereinigt.

Abbildung 3.3: Struktur des Primärenergieverbrauchs im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode)

Von besonderem Interesse ist Höhe und Struktur des Erdgasverbrauchs (**Abbildung 3.4**). Ein wachsender Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung und dort insbesondere in der KWK ist notwendiger Bestandteil einer wirksamen Reduktionsstrategie von CO₂. Damit daraus keine unzulässig hohe Nachfrage nach Erdgas entsteht, muss zeitgleich das beträchtliche Einsparpotenzial im Wärmebereich ausgeschöpft werden. Derzeit werden 70% des Erdgases zur direkten Wärmeerzeugung eingesetzt, 45% allein für Raumheizung und Warmwasserbereitung. Der Einsatz in Kraftwerken und KWK-Anlagen beläuft sich dagegen mit 815 PJ/a auf lediglich 25%. Der Ausbau der KWK und der Bedarf von Gas für neue Kondensationskraftwerke lässt den entsprechenden Erdgasverbrauch bis 2025 auf ein Maximum von 1 225 PJ/a steigen.

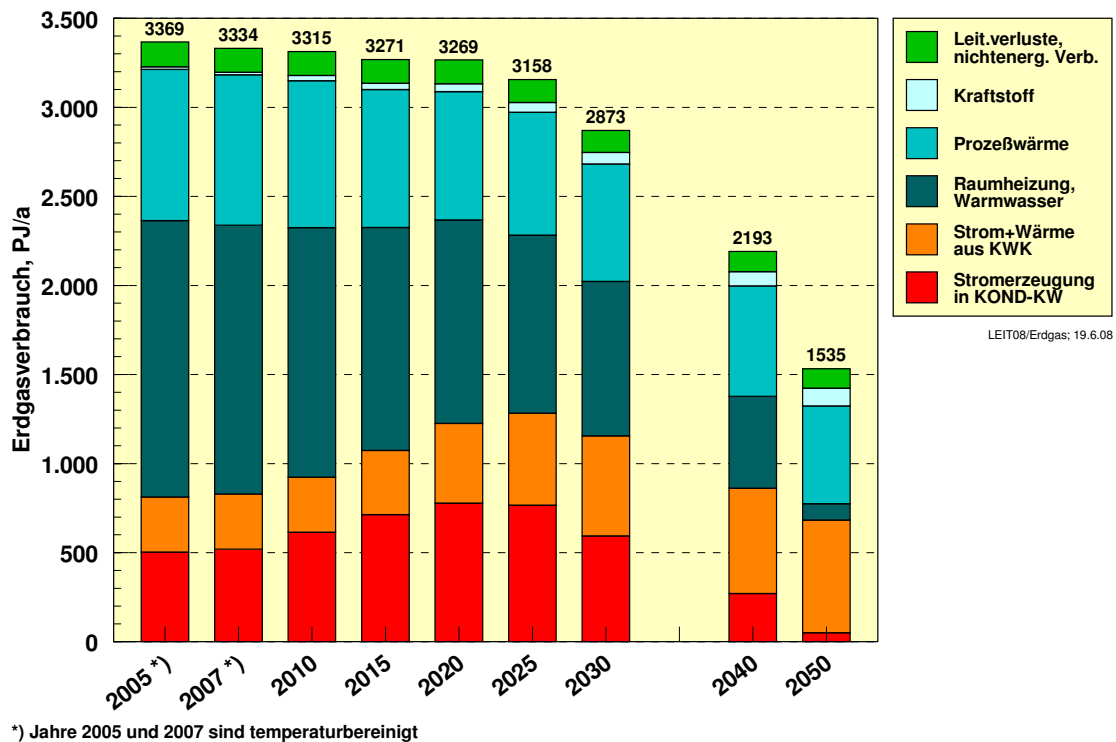


Abbildung 3.4: Erdgasverbrauch in der deutschen Energieversorgung im LEITSZENARIO 2008

Das sind 50% mehr als im Jahr 2005 und 38% des Gesamtverbrauchs von Erdgas zu diesem Zeitpunkt. Danach steigt nur noch der Erdgaseinsatz im KWK-Bereich, der die effizienteste Art der Erdgasnutzung darstellt. Er ist im Jahr 2050 mehr als doppelt so hoch wie heute. Dafür sinkt in diesem Zeitabschnitt der Erdgaseinsatz zur Kondensationsstromerzeugung deutlich. Deutliche Reduktionen des Erdgasverbrauchs im Raumwärmebereich kompensieren jedoch den Mehrbedarf in Kraftwerken und KWK-Anlagen. Nach weitgehendem Umbau der Wärmeversorgung verschwindet der Einsatz von Erdgas (auch der von Heizöl) in Einzelheizungen nahezu vollständig. Bis 2020 verharrt der Erdgasverbrauch auf dem heutigen Niveau, danach sinkt er deutlich auf unter 50% des heutigen Bedarfs im Jahr 2050.

Im LEITSZENARIO 2008 werden bis 2050 gegenüber 2005 insgesamt 634 Mio. t CO₂/a vermieden (**Abbildung 3.5**). Dargestellt sind die Summenwerte aus beiden Strategieelementen, der weiteren Effizienzsteigerung und dem EE-Ausbau. Die Wirkung beider wird benötigt, um rechtzeitig und dauerhaft eine klimaschonende Energieversorgung zu schaffen. Wegen der notwendigen Kompensation des Kernenergieerückbaus ist die (Netto-) Reduktion im Strombereich zunächst begrenzt; sie summiert sich bis 2020 auf 61 Mio. t CO₂/a. Es tritt also in der Gesamtbilanz von Effizienzsteigerung, KWK-Ausbau und EE-Ausbau trotz Kernenergieausstieg eine erhebliche Verringerung der CO₂-Emissionen im Stromsektor auf. Nach 2020 nimmt die CO₂-Minderung rasch weiter zu und stellt in 2050 mit 277 Mio. t CO₂/a den höchsten Beitrag vor der CO₂-Vermeidung im Wärmesektor mit 263 Mio. t CO₂/a. Wegen des Kernenergieerückbaus ist die CO₂-Reduktion im Wärmesektor mittelfristig von großer Bedeutung für die Erreichung des Zwischenziels 2020. Von der zwischen 2006 und 2020 erreichten CO₂-Nettoreduktion in Höhe von 209 Mio. t/a trägt der Wärmesektor etwa die Hälfte. Gemessen an der Bruttoreduktion dominiert allerdings der Stromsektor mit 60% Anteil an der Gesamtminderung.

Exkurs I : Primärenergieverbrauch nach Wirkungsgrad- und Substitutionsmethode.

Zur Vervollständigung der Darstellung des Primärenergieverbrauchs wird in **Tabelle 3-3** die Auswirkung der methodischen Differenzen der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode bei der Ermittlung des Primärenergiebedarfs dargestellt. Während in der Wirkungsgradmethode eine mittels EE „nichtthermisch“ erzeugte kWh Strom (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik; auch EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken) als eine kWh Primärenergie definiert wird, erfolgt die Darstellung des Primärenergieeinsatzes aller EE in der Substitutionsmethode auf der Basis des Ersatzes „thermisch“ erzeugten Stroms aus fossiler Primärenergie. Der damit ermittelte Primärenergieaufwand für die Stromerzeugung aus obigen EE ist ein fiktiver Wert, der dem anstelle der regenerativen „Primärenergie“ einzusetzenden fossilen Primärenergiebedarf für die gleiche Strommenge entspricht.

In 2005 wurden in fossilen und nuklearen Kraftwerken durchschnittlich 2,7 kWh Primärenergie benötigt, um 1 kWh Strom zu produzieren, was einem mittleren Substitutionswirkungsgrad von 37% entspricht. Er steigt im Szenario bis 2050 auf 48%. Mittels der Substitutionsmethode kann – entsprechend der Bewertung des Strom aus Kernenergie (Substitutionswirkungsgrad 33%) - ein direkter Vergleich mit dem Teil des fossilen Primärenergieeinsatzes angestellt werden, der zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Das sind derzeit 35% der gesamten Primärenergie. Am so ermittelten Gesamtprimärenergieverbrauch belief sich der Beitrag der EE im Jahr 2007 auf 9,2%. Da der Beitrag des „nichtthermisch“ erzeugten Stroms aus EE in dem Szenario deutlich wächst, vergrößert sich dieser Unterschied in den nächsten Jahrzehnten. Im Jahr 2020 läge dann der EE-Anteil bei 20,2% (Wirkungsgradmethode: 16,2%) und im Jahr 2050 bei 55,3% (47,6%). Mit sinkendem Anteil fossiler Primärenergie am gesamten Energieverbrauch verringert sich allerdings die Sinnhaftigkeit der Substitutionsmethode.

Tabelle 3-3: Gesamter Primärenergieverbrauch und Primärenergieverbrauch der EE nach der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode (PJ/a) und entsprechende Anteile (%)

| | 2007 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| EE-Primärenergie *) | | | | | | |
| - Wirkungsgradmethode | 932 | 1 317 | 1 953 | 2 599 | 3 218 | 3 843 |
| - Substitutionsmethode | 1 312 | 1 740 | 2 560 | 3 465 | 4 358 | 5 235 |
| Gesamter PEV | | | | | | |
| - Wirkungsgradmethode | 13 842 | 13 855 | 12 044 | 10 252 | 8 972 | 8 066 |
| - Substitutionsmethode | 14 222 | 14 278 | 12 651 | 11 108 | 10 112 | 9 458 |
| Anteil EE an gesamt | | | | | | |
| - Wirkungsgradmethode | 6,7 | 9,5 | 16,2 | 25,4 | 35,9 | 47,6 |
| - Substitutionsmethode | 9,2 | 12,2 | 20,2 | 31,2 | 43,1 | 55,3 |

*) einschließlich der realen Verluste der Biomassennutzung (Primärenergie = eingesetzter Heizwert); Geothermiestrom mit äquivalentem Kraftwerkwirkungsgrad des fossilen Mixes berechnet;

Relativ gering bleibt über den ganzen Zeitraum der Beitrag des Verkehrssektors mit einer CO₂-Minderung von 38 Mio. t/a zwischen 2006 und 2020 und von 95 Mio. t/a bis 2050. Ursache dafür sind die unterstellten weiteren Wachstumsraten im Güterverkehr und im Luftverkehr und der nur verhalten steigende Anteil der EE am Energiebedarf des Verkehrs. Im LEITSZENARIO 2008 wird bis 2020 gegenüber 1990 „nur“ eine rund 36%-ige Minderung der

CO₂-Emissionen erreicht. Das liegt zwar über dem Ziel der EU-Kommission für die gesamte EU-27, aber unter dem angestrebten Ziel der Bundesregierung von 40%. Die Gründe für nicht weitergehende Minderungen sind im Wesentlichen in der angenommenen höheren Stromnachfrage im Vergleich zum Szenario EE des Energiegipfels [BMWi 2007] und ein geringerer KWK-Ausbau zu finden. Ausgehend vom aktuellen Zustand 2007 müssten dazu entsprechend schnellere Effizienzerfolge bis 2020 und/oder ein stärkerer Ausbau der EE angenommen werden. Diese Möglichkeiten werden in den Szenarien E („Effizienz“) diskutiert.

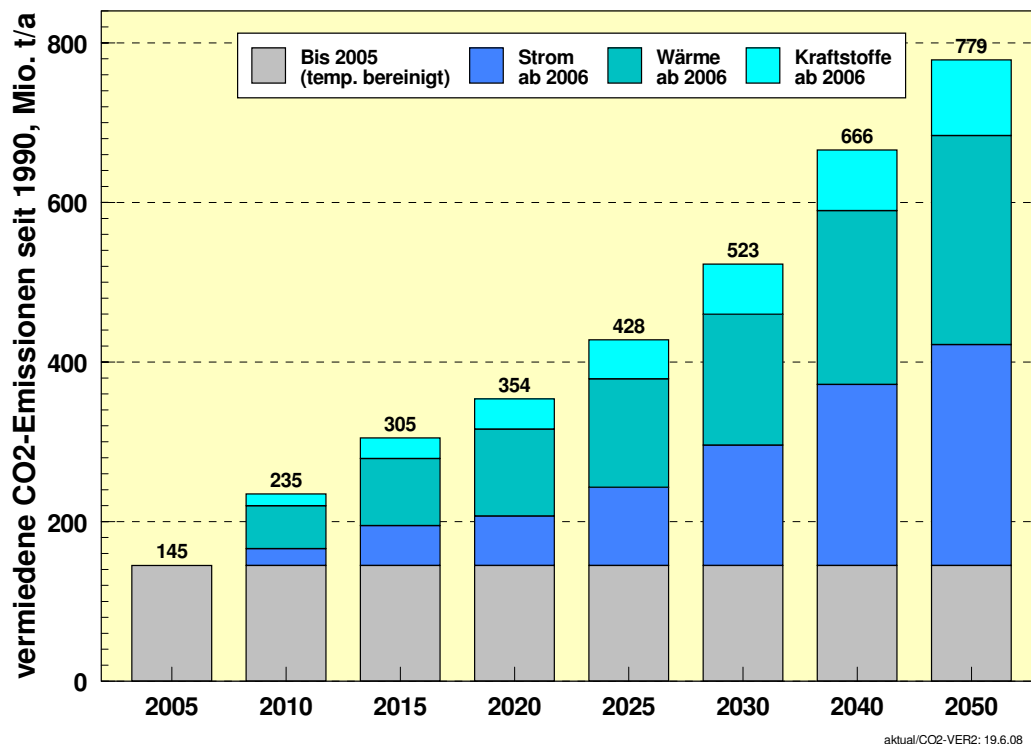


Abbildung 3.5: Vermiedene CO₂-Emissionen ab 2006 im LEITSZENARIO 2008 nach Nutzungsbereichen sowie die zwischen 1990 und 2005 vermiedene CO₂-Emissionen

Zusammen mit den bereits in 2007 vermiedenen Emissionen durch EE in Höhe von 115 Mio. t CO₂/a erhält man für das Jahr 2050 einen Reduktionsbeitrag der EE von insgesamt 416 Mio. t CO₂/a (**Abbildung 3.6**), also gut die Hälfte der insgesamt seit 1990 vermiedenen CO₂-Emissionen. Den weitaus größten Beitrag stellt der Stromsektor mit einer Vermeidung von 304 Mio. t CO₂/a bis 2050⁵, gefolgt vom Wärmesektor mit 74 Mio. t CO₂/a und dem Kraftstoffsektor mit 39 Mio. t CO₂/a. Stellt man Abbildung 3.5 und Abbildung 3.6 gegenüber, so erkennt man, dass im Stromsektor langfristig der Beitrag der EE eindeutig überwiegt, während im Wärmesektor die Effizienzsteigerung mit einem Reduktionsbeitrag von 185 Mio. t CO₂/a in 2050 den größten Teil der Emissionsminderung bewirkt. Im Verkehrssektor sind beide Anteile von etwa gleichem Gewicht.

⁵ In dieser Zusammenstellung ist angenommen, dass EE im Zeitraum des Kernenergieausstiegs ausschließlich fossilen Strom substituieren, die derzeit durch Kernenergie vermiedenen CO₂-Mengen also vollständig durch die übrigen strukturellen Veränderungen (KWK-Ausbau, Veränderung des Kraftwerksmixes) und der zusätzlichen Stromeffizienz kompensiert werden. Andere Zurechnungen zwischen EE und EFF sind ebenfalls möglich. Die wegen des Kernenergieausstiegs bis 2020 zusätzlich zu kompensierenden CO₂-Emissionen betragen 75 Mio. t/a (bei einem spezifischen Emissionswert der ersatzweise berücksichtigten fossilen Kraftwerke von 576 g/kWh_{el}). Für den gesamten derzeitigen Kernenergiestrom belaufen sie sich auf 95 Mio. t CO₂/a.

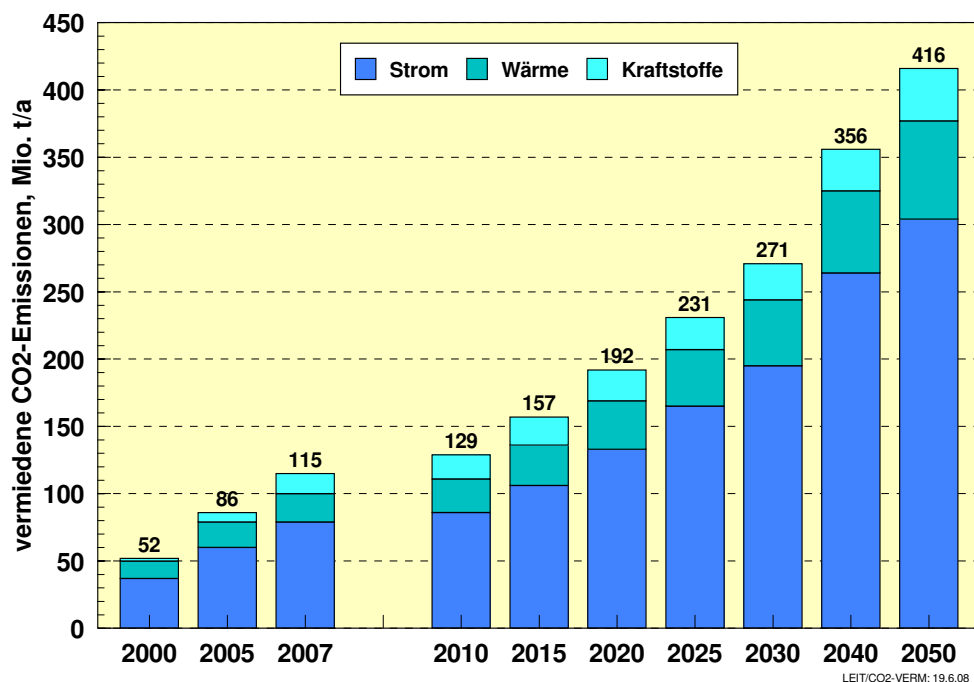


Abbildung 3.6: Durch erneuerbare Energien vermiedene CO₂-Emissionen in der Vergangenheit (einschließlich Wasserkraft; nach AGEE-Stat) und im LEITSZENARIOS 2008 (stromseitig nur Substitution fossil erzeugten Stroms angenommen)

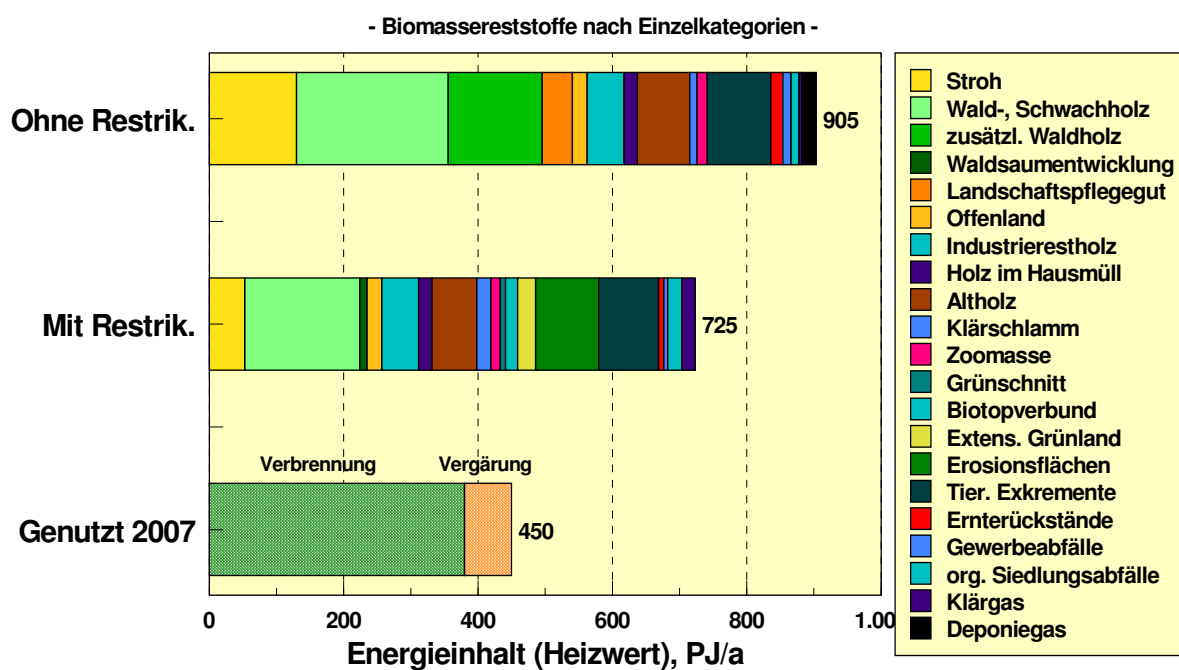
Weitere Angaben zur Struktur des LEITSZENARIO 2008 können den Tabellen im Anhang entnommen werden. Die ermittelten Mengengerüste sind die Grundlage für die Ermittlung der zu tätigen Investitionen und der daraus resultierenden Kapital-, Brennstoff- (Biomasse) und Betriebskosten der EE. In Kopplung mit den in Abschnitt 2.3 vorgestellten Energiepreispfaden lassen sich daraus mittels der anlegbaren Preise für die diversen Endenergieträger die Differenzkosten des Ausbaus von EE gegenüber einer Bereitstellung der entsprechenden Energiemengen aus konventionellen Primärenergien ermitteln. Aus ihrer Höhe und ihrem Verlauf lassen sich entsprechende energiepolitische Schlussfolgerungen ableiten.

3.2 Die Bedeutung der Biomasse im LEITSZENARIO 2008

Mittels erneuerbarer Energiequellen kann Nutzenergie weitgehend umweltverträglich und nachhaltig bereitgestellt werden. Diese Fähigkeit, sowie ihre „unbegrenzten“ Ressourcen, zeichnen sie vor fossilen und nuklearen Energiequellen aus. Voraussetzung dafür ist eine sachgemäße und gezielt begrenzte Ausnutzung der jeweiligen regionalen und lokalen Potenziale. Bei der Nutzung von Biomasse ist die Gefahr am größten, diese Kriterien zu verletzen und damit die ansonsten große Akzeptanz für die Nutzung aller anderen Arten von erneuerbaren Energien zu beschädigen. Die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und zu einem erweiterten Naturschutz sowie mögliche Umweltgefährdungen durch intensiven oder unsachgemäßen Anbau von „Energiepflanzen“ sind dabei die größten potenziellen Konfliktfelder. Eine wesentliche Voraussetzung für die energetische Nutzung von Biomasse ist daher die Definition klar umrissenen „ökologisch“ und „strukturell“ begrenzter Potenziale, die diese Rahmenbedingungen vorrangig berücksichtigen. Diese Notwendigkeit wurde erst jüngst wieder in verschiedenen Untersuchungen bekräftigt [SRU 2007; WBA 2007]. Bereits in [BMU 2004] wurden ökologisch verträgliche Potenziale der Biomassenutzung in Deutsch-

land ermittelt. Da sie sich als belastbar erwiesen haben, wurden sie auch bei der Erstellung des LEITZSZENARIOS 2008 zugrunde gelegt.

Die in der Untersuchung „Ökologisch optimierter Ausbau der EE“ [BMU 2004] detailliert ermittelten Potenziale der Reststoff- und Abfallnutzung zeigt **Abbildung 3.7**. Ohne Restriktionen wird insbesondere die Nutzung von Stroh und Waldrestholz deutlich höher angesetzt, sodass das gesamte biogene Reststoff- und Abfallpotenzial rund 900 PJ/a beträgt. Unter ökologischen Kriterien kommen andererseits einige Reststoffkategorien hinzu, wie Holz aus der Waldsaumentwicklung, Material aus der Pflege von erosionsgefährdeten Flächen, von extensiviertem Grünland, Offenland und Biotopverbund. Trotzdem reduziert sich das Potenzial an Reststoffen auf 725 PJ/a. Damit liegen die Potenzialangaben etwa im Mittelfeld der in [SRU 2007] zusammengestellten Angaben, die sich zwischen 550 und 900 PJ/a bewegen. Rund 450 PJ/a, also gut 60% dieses Potenzials werden bereits genutzt. Bei voller Nutzung dieses Potenzials lassen sich rund 5% des derzeitigen Primärenergiebedarfs bzw. 9% der bei konsequenter Umsetzung aller Effizienzpotenziale noch erforderlichen Primärenergie (8 060 PJ/a in 2050) durch Biomassereststoffe und –abfälle decken.



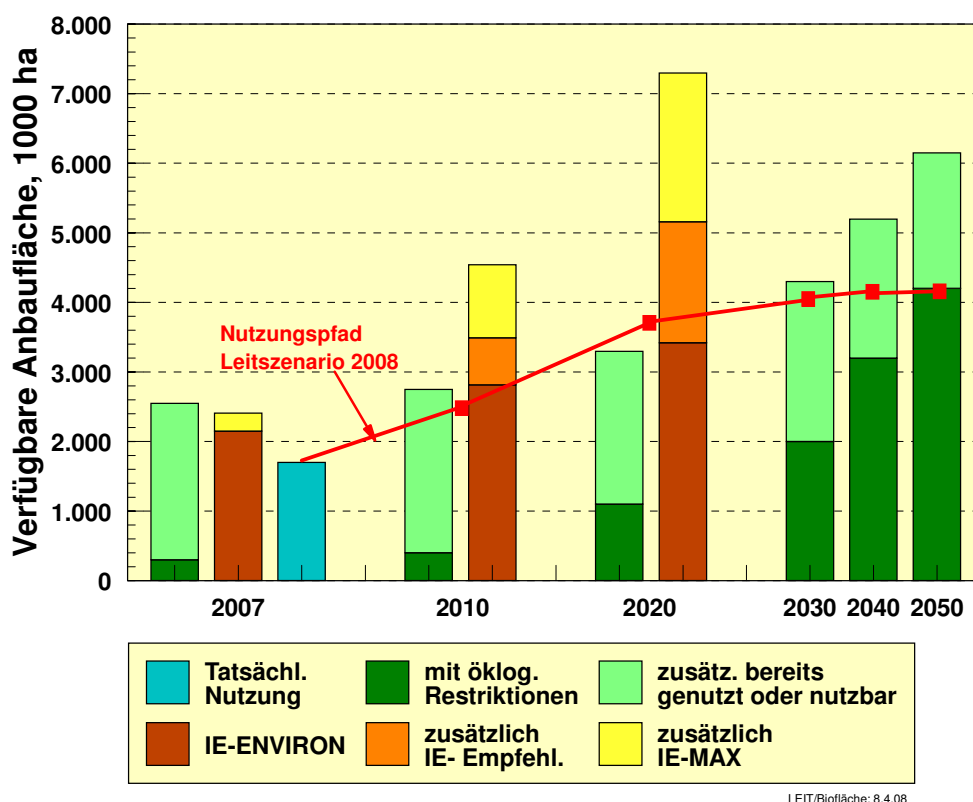
Quelle für Potenziale: BMU 2004

Abbildung 3.7: Energetische Potenziale der Nutzung von Biomassereststoffen und –abfällen nach Einzelkategorien nach [BMU 2004] ohne und mit ökologischen Restriktionen und derzeitige Nutzung

Das unter ökologischen Kriterien „zulässige“ Flächenpotenzial für den Energiepflanzenanbau wurde in [BMU 2004] und in [Öko 2004] ermittelt. Unter „ökologisch“ wird hier die Ausrichtung an der Nachhaltigkeitsverordnung der Bundesregierung verstanden, die als Entwurf vorliegt. Danach muss die Bewirtschaftung der Flächen nachhaltig erfolgen, der Schutz natürlicher Lebensräume muss gewährleistet sein und das Treibhausgasminderungspotenzial der Kraftstoffe von diesen Flächen muss ab 2011 über den gesamten Lebenszyklus mindestens 40% betragen. Dieses Flächenpotenzial beläuft sich längerfristig auf 4,2 Mio. ha (**Abbildung 3.8**; rechter Balken, dunkelgrüne Fläche). Dabei sind die wesentlichen Belange

des Naturschutzes (Ausdehnung von Naturschutzflächen auf rund 10% der Gesamtfläche, Erhöhung des Grünlandanteils, Flächen für Biotopverbund, gewisse Extensivierung der Landwirtschaft u. a.), des Bodenschutzes und des Gewässerschutzes berücksichtigt worden. Würden kurz- bis mittelfristig diese Belange vorrangig und vollständig erfüllt, stünde zunächst deutlich weniger Fläche zur Verfügung, das volle Flächenpotenzial wäre erst längerfristig verfügbar. Ohne derartige ökologische Restriktionen würden rund 6 Mio. ha als nutzbar bezeichnet (Abbildung 3.8; rechter Balken, zusätzliche hellgrüne Fläche). Eine andere Untersuchung [IE 2005] kommt unter restriktiven Annahmen (IE – ENVIRONMENT) zu ähnlichen Werten, empfiehlt aber eine zusätzliche Nutzung bis zu ca. 5,2 Mio. ha. Als maximal mögliche Anbaufläche werden dort 7,3 Mio. ha angegeben. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen empfiehlt allerdings, noch weniger Fläche als die hier zugrunde gelegte „zulässige“ Anbaufläche von 4,2 Mio. ha zu nutzen. Der Grund dafür sind zusätzliche Empfehlungen in [SRU 2007], wie 5% des Waldes als Totalreserve auszuweisen und mittelfristig 15% der Gesamtfläche Deutschlands für Naturschutzziele bereitzustellen.

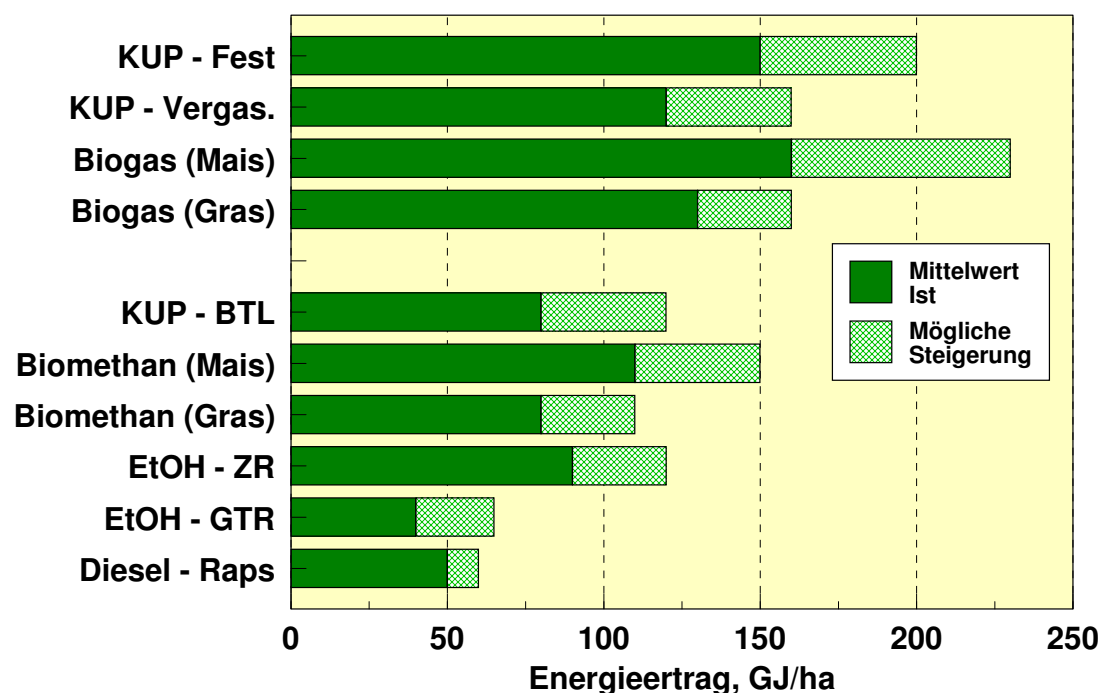
Diese weitergehenden Empfehlungen sind in den Abschätzungen für das LEITSZENARIO 2008 nicht berücksichtigt. Nach Angaben der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe [FNR 2007] wurden in 2007 bereits 1,77 Mio. ha Fläche für den Anbau von Energiepflanzen genutzt, davon 1,1 Mio. ha Raps für Biodiesel und Pflanzenöle 0,4 Mio. ha Pflanzen für die Biogasproduktion und 0,25 Mio. ha für die Ethanolproduktion. Das LEITSZENARIO 2008 geht einerseits von den heute tatsächlich genutzten Flächen aus (Abbildung 3.8), hält aber langfristig den Grenzwert von 4,2 Mio. ha ein. Dazwischen bewegt sich die Flächennutzung allerdings oberhalb der aus ökologischer Sicht zulässigen Grenze nach [BMU 2004].



LEIT/Biofläche; 8.4.08

Abbildung 3.8: Verfügbare Anbauflächen in Deutschland im zeitlichen Verlauf nach ([BMU 2004] bzw. [BMU 2007] und [IE 2005]) sowie 2007 beanspruchte Fläche nach [FNR 2008]; zusätzlich ist der im LEITSZENARIO 2008 gewählte Nutzungspfad eingetragen

Rund 40% der oben definierten Fläche werden bereits genutzt. Zusammen mit dem 60%-igen Nutzungsgrad der Rest- und Abfallstoffe wird daraus ersichtlich, dass der Beitrag der derzeit energetisch genutzte heimischen Biomasse maximal etwa verdoppelt werden kann. Das gesamte energetische Biomassepotenzial aus heimischen Quellen hängt von der Art der Energiepflanzen, der Art der bereitgestellten Energieträger (Strom und Wärme; Kraftstoffe) und den verwendeten Umwandlungstechnologien ab. Zahlreiche Studien belegen, dass die Nutzung von fester Biomasse und von Biogas in stationären Anlagen deutlich höhere Erträge liefert als die Bereitstellung von Kraftstoffen (**Abbildung 3.9**). Dort wiederum liegen Biogas und Kraftstoffe der „2. Generation“ (BTL) eindeutig vor den derzeit genutzten Kraftstoffen Biodiesel und Ethanol (eine Zusammenstellung findet sich in [SRU 2007]; siehe auch [BFE 2007]). Das gesamte energetische Potenzial der heimischen Biomasse (Rest- und Abfallstoffe + Anbau auf 4,2 Mio. ha Fläche) beträgt rund 1 500 PJ/a, wenn Energiepflanzen (KUP) und feste Reststoffe vollständig als Brennstoffe stationär verwertet werden und Biogas nur aus vergärbaren Reststoffen erzeugt wird. Werden Energiepflanzen vorrangig zur Biogaserzeugung eingesetzt und die erzeugten Energiemengen ausschließlich stationär genutzt, steigt das Gesamtpotenzial auf ca. 1 700 PJ/a. Wird im anderen Extremfall Biomasse ausschließlich zur Kraftstoffbereitstellung genutzt liegt es je nach Kraftstoffart zwischen knapp 1 000 PJ/a (Schwerpunkt BTL-Erzeugung) und 1 300 PJ/a (Schwerpunkt Biogaserzeugung).



Quellen: UBA (2006), SRU (2007), BFE (2007)

Abbildung 3.9: Erträge von nachwachsenden Rohstoffen für die Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) und bei der Herstellung von Biokraftstoffen und weitere Steigerungsmöglichkeiten

Die Werte sind somit deutlich niedriger als das in [BEE 2006] ermittelte Potenzial in Höhe von 3 300 PJ/a. Dort sind u. a. sehr hohe Potenzialwerte für die Strohnutzung und hohe Ertragssteigerungen im Energiepflanzenanbau angenommen worden. Im LEITSZENARIO 2008 wird aufgrund der erläuterten ökologischen Prioritätensetzung längerfristig nur soviel Bioenergie bereitgestellt, wie es rechnerisch mit den in [BMU 2005] ermittelten und auch im Leitszenario 2006 [BMU 2007a] benutzten „ökologisch verträglichen“ Inlandspotenzialen

möglich ist. Nennenswerter Import von Bioenergieträgern wird also ausgeschlossen; der derzeit und mittelfristig faktisch vorhandene Import wird längerfristig auf Null gesetzt. Damit kommt zum Ausdruck, dass eine wirkungsvolle Zertifizierung importierter Biomasse, die strengen ökologischen Kriterien und dem Vorrang der Nahrungsmittelerzeugung vor dem Anbau von Energiepflanzen genügt, weltweit kaum erfolgreich durchführbar sein dürfte. Am ehesten ist dies noch innerhalb der EU zu erwarten. In [UBA 2006] wurde das um das Jahr 2020 vermutlich für Handelszwecke zur Verfügung stehende Biokraftstoffpotenzial innerhalb der EU-25 auf rund 940 PJ/a geschätzt. Dabei stammen die größten Beiträge aus Frankreich, Polen und Ungarn. Da aber auch andere EU-Staaten bei ähnlicher Entwicklung auf diese Mengen zurückgreifen wurde angenommen, dass Deutschland maximal über ein Fünftel dieser Menge, also rund 200 PJ/a, verfügen kann. Rein rechnerisch könnten also rund 20% der in 2050 benötigten Bioenergie aus anderen EU-Ländern importiert werden. Damit würden entweder deutsche Potenziale geringer ausgeschöpft oder der Beitrag der Biomasse könnte um weitere 3%-Punkte auf dann 20% Endenergieanteil gesteigert werden.

Der Beitrag der Biomasse am Endenergieverbrauch beträgt derzeit 556 PJ/a, was 6,2% entspricht. Dazu werden rund 790 PJ/a Biomasse als Primärenergie eingesetzt (**Abbildung 3.10**). Die Verluste enthalten neben den Umwandlungsverlusten auch nicht genutzte Abwärme beim Einsatz von BHKW und HKW. Entsprechend obiger Ausführungen wird im LEITSZENARIO 2008 der stationären Nutzung von Biomasse ein gewisser Vorrang vor der Bereitstellung von Biokraftstoffen gegeben. In der gewählten Aufteilung steigt der Beitrag der Biomasse auf knapp 11% im Jahr 2020 und auf gut 13% im Jahr 2030. Bis dahin ist das Potenzial im Wesentlichen erschlossen, der Anteil der Biomasse steigt aber wegen der fortschreitenden Effizienzsteigerung weiter bis auf 17% im Jahr 2050

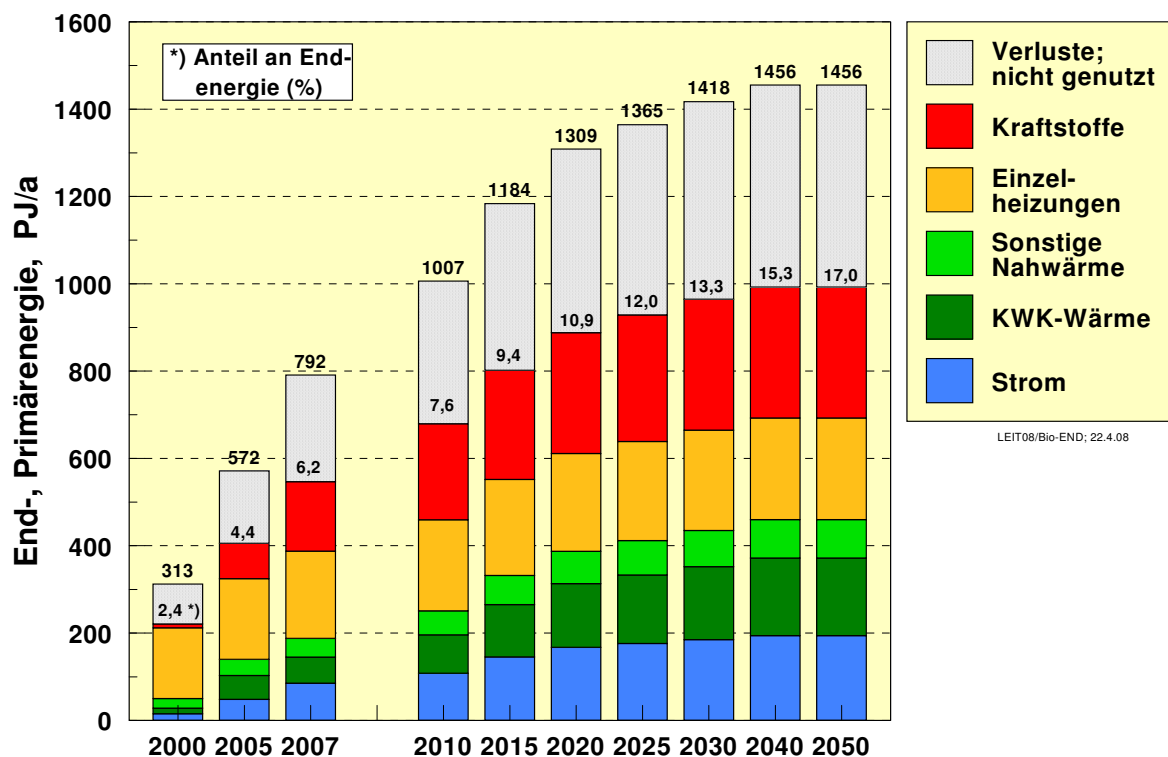


Abbildung 3.10: Verwendung der eingesetzten Biomassen (biogene Reststoffe und Abfälle, Energiepflanzen) nach Nutzungsarten und eingesetzte Primärenergie im LEITSZENARIO 2008

Exkurs II: Flächenspezifische Erträge von Technologien zur Nutzung von EE

Die großen Energieangebote natürlicher Energieströme liegen in wenig konzentrierter Form vor; ihre flächenspezifische Energiedichte ist also gering. Das gilt insbesondere für Solarstrahlung und Windenergie. Nur wenige, wie die potenzielle Energie der Wasserkraft, sind „von Natur aus“ bereits mehr oder weniger „konzentriert“. Auch Erdwärme liegt teilweise in konzentrierter Form vor. Wesentliches Kennzeichen der meisten Nutzungstechniken der EE ist daher ihre flächenhafte Ausdehnung, die erforderlich ist, diese natürlichen Energieformen zu sammeln und in nutzbare Energiearten, wie Elektrizität, Wärme unterschiedlicher Temperatur, sowie Brenn- und Kraftstoffe zu wandeln. Das zweite wichtige Kriterium, dass die Größe der erforderlichen Technologien bestimmt, ist der Umwandlungsnutzungsgrad des benutzten Wandlungsprozesses. Während theoretische Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade relativ hoch sein können, ist der für die Praxis relevante Nutzungsgrad meist im Laufe eines technischen und ökonomischen Optimierungsprozesses entstanden und liegt meist deutlich unter der theoretisch möglichen Grenze. Für die Nutzung natürlich wachsender Biomasse ist der Wirkungsgrad der Photosynthese der für die Energieausbeute maßgebende Faktor.

Im Folgenden sind typische jährliche flächenspezifische Energieerträge von Technologien zur Nutzung von EE zusammengestellt.

- Ertrag aus Biomasseanbau: $2 - 6 \text{ kWh}_{\text{chem}}/\text{m}^2$ (entsprechend 60 -200 GJ/ha)
- Strahlungsangebot 1 100 kWh/m²,a (mittlere Breiten);
 - Fotovoltaik: $100 - 130 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$
 - Solarkollektoren: $250 - 300 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ (Wärme mit 80 bis 200 °C)
- Strahlungsangebot 2 200 bis 2 500 kWh/m²,a (südliche Breiten; 50%-ige Belegung der Fläche bei Anlagen auf horizontalen Flächen);
 - Fotovoltaik: $170 - 200 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$
 - Solarthermische Kraftwerke: $250 - 300 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$
 - Solarer Wasserstoff: $150 - 180 \text{ kWh}_{\text{chem}}/\text{m}^2$ (Stromimport mit HGÜ, dezentrale Elektrolyse)
- Windenergie (Windpark mit 5 MW Anlagen, Abstand 500 m = 20 MW/km²)
~ $40 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$

Ersichtlich ist, dass die technische Nutzung natürlicher Energieströme um **ein bis zwei Größenordnungen höhere Erträge** liefern als die energetische Nutzung von Biomasse. Das gilt auch für die Bereitstellung von Energieträgern derselben Qualität, also chemische Energieträger wie Wasserstoff. Große Energiebeiträge, wie sie insbesondere Regionen mit hoher Energieverbrauchsichte benötigen, werden daher nur mittels technischer Systeme bereitstellbar sein. Andererseits ist zu bedenken, dass technische Anlagen im Allgemeinen größere Eingriffe in Umwelt und Natur bedeuten als die Ausnutzung des natürlichen Wachstums von Pflanzen für energetische Zwecke, soweit dabei angemessen Umwelt- und Naturschutzstandards eingehalten werden.

Als **Fazit** ergibt sich, dass Biomasse zwar kurzfristig ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen Energiebedarfsdeckung mittels EE sein wird, wenn sie vorrangig im stationären Bereich mit hoher Nutzungseffizienz eingesetzt wird. Längerfristig stößt ihr Einsatz wegen des großen Flächenbedarfs und anderer ökologischer Nutzungskriterien an klare Potenzialgrenzen. Dann stehen aber die praktisch unbegrenzten Potenziale der Solarstrahlung mit ausgereiften und ökonomisch attraktiven Technologien für das weitere Wachstum der EE bereit.

Der in 2050 genutzte Endenergiebetrag mit knapp 1 000 PJ/a ist somit das 1,8-fache der derzeit genutzten Menge. Insgesamt werden dann primärenergetisch rund 1 450 PJ/a Biomasse eingesetzt, was bezogen auf das Jahr 2050 einem Anteil von rund 18% entspricht (bezogen auf heutigen Primärenergieverbrauch entspricht der Wert rund 10%).

Derzeit werden etwa 28% der eingesetzten Biomasse für die Bereitstellung von Kraftstoffen genutzt. Im Jahr 2000 waren es lediglich 7%, im Jahr 2005 bereits 20%. Dieses rasante Wachstum wird im LEITSZENARIO 2008 nicht fortgesetzt. Im Wesentlichen bleibt der erreichte Anteil von 30% unverändert. Damit werden im Jahr 2020 von den insgesamt genutzten 890 PJ/a Endenergie aus Biomasse 167 PJ/a (46 TWh/a) in Form von Strom, 445 PJ/a in Form von Wärme und 277 PJ/a in Form von Kraftstoffen bereitgestellt. Die maximalen Werte in 2040/2050 belaufen sich auf 193 PJ/a (54 TWh/a) Strom, 500 PJ/a Wärme und 300 PJ/a Kraftstoffe. Zu diesem Zeitpunkt sind 1,85 Mio. ha Fläche für die stationäre Nutzung von Biomasse in Form von Kurzumtriebsplantagen (KUP) und Biogas vorgesehen unter der Voraussetzung, dass auch alle Reststoffe stationär verwertet werden. 2,35 Mio. ha Anbaufläche stehen demnach für die Kraftstoffproduktion zur Verfügung, wobei vorausgesetzt wird, dass zu diesem Zeitpunkt nur Kraftstoffe der 2. Generation, also BTL-Kraftstoffe und Biomethan, genutzt werden, während Biodiesel und Bioethanol dann nicht mehr zum Einsatz kommen.

3.3 Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 im LEITSZENARIO 2008

Für die energiepolitische Diskussion ist die Stromerzeugung wegen der großen Bedeutung einer jederzeit gesicherten Stromversorgung für die Volkswirtschaft, den unterschiedlichen Interessenlagen wichtiger Akteure, der gegenwärtigen Diskussion um die Art des Ersatzes von Altkraftwerken und der Bewertung der Kernenergie für den Klimaschutz von besonderem Interesse. Die hohe Wachstumsdynamik der EE speziell in diesem Sektor sowie der fluktuierende Charakter der meisten EE-Energiequellen, der an die Integration in die Stromversorgung höhere Ansprüche als die Nutzung speicherbarer Energien stellt, sind weitere Punkte, die auf großes Interesse in der Fachwelt und der Öffentlichkeit stoßen.

Unter Fortschreibung der bisherigen Ausbaudynamik auf der Basis der Ausgangsdaten von 2007 kann sich im LEITSZENARIO 2008 der in **Abbildung 3.11** dargestellte Zubau einstellen. Dabei ist angenommen, dass die Vorrangregelungen des EEG zum Anschluss von EE-Anlagen an Stromnetze und zur Einspeisung von EE über einen längeren Zeitraum erhalten bleiben. Gleichzeitig wird die Degression der Vergütungssätze stetig fortgeschrieben. Von 87,5 TWh/a im Jahr 2007 kann der Beitrag der EE bis 2020 auf 178 TWh/a steigen. Damit liegt das LEITSZENARIO 2008 über dem im Leitszenario 2006 in [BMU 2007] ermittelten Ausbau von 156 TWh/a für 2020 und auch über dem Szenario EE des Energiegipfels [BMW 2007]. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch des LEITSZENARIOS 2008 im Jahr 2020 von 586 TWh/a entspricht der EE-Anteil **30,4%**. Im **Jahr 2030** erreicht die Stromerzeugung aus EE einen Anteil von **50%** am Bruttostromverbrauch des LEITSZENARIOS 2008.

Zum Vergleich sind die Werte der Energiegipfelszenarien KV und EE [BMW 2007] und des Energiereports IV [EWI/Prognos 2005] angegeben. Die Energiegipfelszenarien waren von einem niedrigeren Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 ausgegangen und ermittelten für 2020 einen 24%-igen bzw. 30%-igen Anteil der EE. An der Bruttostromerzeugung des Jahres

2020 des LEITSZENARIOS 2008 gemessen, liegen die Werte der beiden Szenarien bei lediglich 22,5 bzw. 28%. Ersichtlich ist, dass unzureichende Effizienzerfolge bei der Nutzung von Strom relative Zielvorgaben gefährden. An den Zuwachsvorstellungen des Energiereport IV des Jahres 2005 lässt sich erkennen, wie stark sich die Einschätzungen zur Wachstumsdynamik der EE inzwischen verändert haben. In nahezu allen bisherigen Untersuchungen wurden die EE-Wachstumsraten regelmäßig unterschätzt.

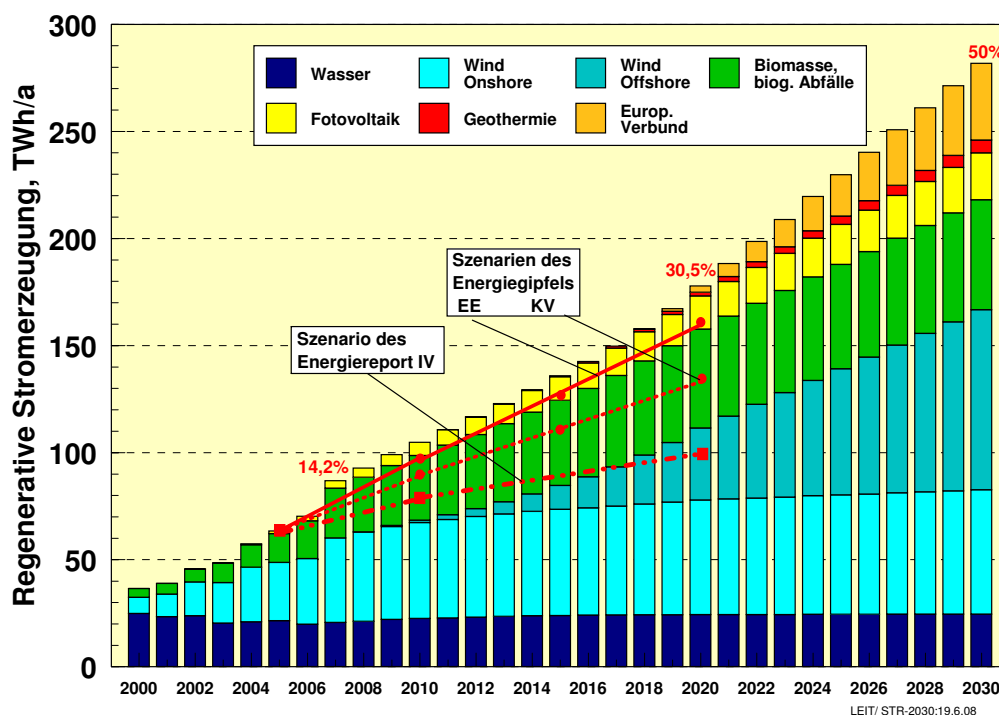


Abbildung 3.11: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im LEITSZENARIO 2008 unter den Bedingungen des neuen EEG und Vergleich mit den Szenarien des Energiegipfels KV und EE [BMWi 2007] und des Energiereport IV [EWI/Prognos 2005]

Zwischen 2000 und 2006 hat die Stromproduktion aus EE jahresdurchschnittlich um 5,6 TWh/a zugenommen. Die Zunahme im Jahr 2007 war mit 16 TWh/a außerordentlich hoch, insbesondere weil das Windangebot gegenüber den Vorjahren wieder deutlich höher ausfiel. Aus Abbildung 3.11 wird deutlich, dass die etwa ab 2002 entstandene Wachstumsdynamik sich stetig fortsetzt. Bis 2015 nimmt die Stromproduktion aus EE jährlich um durchschnittlich 6,2 TWh/a zu, also im Durchschnitt etwas höher als in den Jahren 2000 bis 2006, da kein Anlass besteht, hinter die bisherige Wachstumsdynamik zurückzufallen. Beginnend etwa ab 2015 können die EE-Technologien schrittweise aus der Förderung durch das EEG entlassen werden. Bis dahin werden auch ihre gesamtwirtschaftlichen Vorteile hinreichend deutlich sein, weshalb sich danach der jährliche Zuwachs beschleunigt und sich in der Periode 2016-2020 auf jährlich 8,7 TWh/a beläuft. Damit zeigt sich, wie schon in [BMU 2007a] abgeleitet, dass das Ziel der Bundesregierung, bis 2020 einen Anteil der EE von mindestens 30% am Bruttostromverbrauch bereitzustellen, nur dann gefährdet wäre, wenn das EEG grundsätzlich in Frage gestellt werden sollte. In der Periode 2020 bis 2030 steigt der jährliche Zuwachs der Stromerzeugung aus EE auf durchschnittlich 10 TWh/a, da dann die meisten der EE-Technologien in einem fair liberalisierten Strommarkt sehr günstige Marktchancen haben.

Wind und Biomasse werden auch in 2020 mit 77% den weitaus größten Teil des aus EE bereitgestellten Stroms liefern. Die Annahmen für ihren weiteren Ausbau sind daher von be-

sonderem Einfluss auf den EE-Ausbau in diesem Szenario. Hierzu wurden die derzeitige energie- und industriepolitische Situation und die aktuellsten Marktumsätze (2007) und die Erwartungen der Verbände und Branchenvertreter ausgewertet sowie die noch erwarteten F+E-Erfolge berücksichtigt. Für die Nutzung der Windenergie an Land wird im LEITSZENARIO 2008 ein eher verhaltenes weiteres Wachstum angenommen, da mögliche Repowering-Maßnahmen nicht voll ausgeschöpft werden können und die in einigen Bundesländern von den jeweiligen Landesregierungen gesetzten Ausbaurestriktionen nicht wesentlich abgebaut werden. Ausgehend vom Zubau im Jahr 2007 in Höhe von 1 670 MW/a (2006 waren es noch 2 200 MW/a), von einem weiteren Neubau auf den derzeit ausgewiesenen, aber noch nicht genutzten Flächen und von einem nur allmählichen Einstieg in das „Repowering“ ab etwa 2010 ist mittelfristig mit einem merklichen Rückgang der jährlich installierten Leistung bis etwa 2012 zu rechnen. Danach erfolgt wieder ein Anstieg, wegen des hohen Ersatzbedarfs für Anlagen mit Baujahr Anfang der 2000er Jahre. In dieser Kombination führt dies zu einer installierten Leistung von 25 260 MW in 2010 und von 28 000 MW im Jahr 2020.

Der Einstieg in die Offshore-Windnutzung beginnt 2008 mit dem ersten Pilotpark bei Borkum mit 60 MW Leistung. Danach wird im Szenario davon ausgegangen, dass die weiteren Installationen relativ zügig ablaufen. Mit einem Leistungsausbau auf 450 MW kann bis Ende 2010 der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung beginnen. Unter der Voraussetzung eines erfolgreichen Einstiegs kann die Leistung bis 2015 auf 3 600 MW und bis 2020 auf 10 000 MW steigen. Dieser Ausbau, der gegenüber früheren Szenarien zurückhaltender ist [EEG 2008], stellt aus heutiger Sicht allerdings immer noch eine relativ optimistische Entwicklung dar und verlangt eine erfolgreiche Installation und Inbetriebnahme der ersten Windparks sowie den rechtzeitigen Ausbau der entsprechenden Stromnetze und der Infrastruktur an der Küste. Unter diesen Voraussetzungen wird bis 2030 von einem weiteren stabilen Wachstum auf dann 23 000 MW ausgegangen. Diese längerfristigen Annahmen decken sich in etwa mit den Vorstellungen der Windbranche [BWE 2006].

Infolge der stetigen Steigerung der Einheitsleistung und der Nabenhöhe nimmt die mittlere Auslastung der Anlagen zu. Für 2020 wird von einem Mittelwert von 1 920 h/a für Windkraftanlagen an Land und von 3 570 h/a für Offshore-Anlagen ausgegangen. Insgesamt sind somit bei der Windenergie im Jahr 2020 rund 38 000 MW Windleistung installiert, die dann knapp 87 TWh/a Strom (näherungsweise tatsächliche Jahreserzeugung) produzieren können. Dies entspricht zu diesem Zeitpunkt 15% der gesamten Bruttostromerzeugung. Für die Erreichung des 30%-Ziels ist eine zügige Installation von Offshore-Anlagen von großer Bedeutung. Der in 2020 erzeugte Strom aus Offshore-Anlagen entspricht 5,8% der im Jahr 2020 angenommenen Bruttostromerzeugung, ist also für die zeitgerechte Erreichung des 30%-Ziels von großer Bedeutung. Sollte die Leistungsinstallation bis 2020 geringer ausfallen als im LEITSZENARIO 2008 angenommen, könnte bis zu einem gewissen Umfang die entsprechende Strommenge jedoch durch eine deutlichere Unterstützung des Repowering von Windkraftanlagen auf dem Land ausgeglichen werden (vgl. auch Szenarien E).

Als Folge der im LEITSZENARIO 2008 erfolgten Prioritätensetzung zugunsten der stationären Nutzung von Biomasse, wächst die Stromerzeugung aus Biomasse weiterhin deutlich und verdoppelt sich bis 2020 gegenüber 2007 auf insgesamt 46 TWh/a (einschl. der biogenen Anteile der Abfälle), was dann 7,9% der gesamten Bruttostromerzeugung entspricht. In etwa gleichem Ausmaß verteilt sich das Wachstum auf Biogas und auf feste Biomasse. Nach der Art der Biomassequellen stammen im Jahr 2020 20 TWh/a aus Biogas, 2 TWh/a aus Klär- und Deponiegas, 4 TWh/a aus flüssigen Brennstoffen und 17 TWh/a aus festen Brenn-

stoffen. Weitere 4 TWh/a stammen aus dem biogenen Anteil der Siedlungsabfälle. Zu diesem Zeitpunkt erfolgt die stationäre Nutzung der Biomasse fast ausschließlich in KWK unter weitgehender Verwertung der Abwärme in Nahwärmenetzen und/oder größeren Einzelobjekten. Entsprechende Anreize sieht das aktuelle EEG vor. Im Jahr 2020 wird unter dieser Annahme mit 145 PJ/a Wärme aus KWK-Anlagen rund die dreifache Menge gegenüber dem Wert des Jahres 2007 genutzt. Nach 2020 nähert man sich den oben definierten Potenzialgrenzen der Biomassenutzung, sodass der weitere Ausbau der Biomassenutzung bis gegen 2030 mit dann 52 TWh/a Stromerzeugung nahezu abgeschlossen ist. Sie erreicht kurz danach den maximalen Wert der Stromerzeugung von 54 TWh/a (und 180 PJ/a KWK-Wärme). Das für 2020 ermittelte Nutzungsniveau bei der stationären Verwendung von Biomasse in obiger Aufteilung, erfordert neben der weitgehenden Nutzung aller biogenen Rest- und Abfallstoffe auf 0,45 Mio. ha den Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP) und auf 0,70 Mio. ha den Anbau von Pflanzen für die Vergärung in Biogasanlagen. Während es derzeit noch keine energetisch genutzten KUP gibt, werden bereits von 0,40 Mio. ha Mais und Gras für die Biogasherstellung verwendet. Bei voller Ausschöpfung des oben erläuterten Potenzials verteilen sich die 1,85 Mio. ha auf 1 Mio. ha KUP und 0,85 Mio. ha Pflanzen für Biogas.

Die jährlich installierte PV-Leistung hat in 2007 einen Rekordwert von 1 150 MWp/a erreicht. Es wird davon ausgegangen, dass auch das weitere Wachstum dazu dient, mittelfristig einen ausreichend großen Inlandsmarkt aufzubauen, der es deutschen Unternehmen ermöglicht, sich erfolgreich auf den internationalen Märkten zu behaupten. Eine dynamische Ausweitung des globalen Marktes ist für die Fotovoltaik von entscheidender Bedeutung, wenn die für längere Zeit noch erforderlichen zweistelligen Wachstumsraten aufrechterhalten werden sollen [PV 2005]. Die im LEITSZENARIO 2008 unterstellte zukünftige inländische Ausbauaktivität geht – vor dem Hintergrund der im aktuellen EEG beschlossenen erhöhten Degression der Vergütung - von zunächst etwa gleichbleibenden jährlichen Zubaumengen von 1 200 MW/a aus. Nach 2012 verringert sich die Zubaurate auf 1 000 MW/a. Dies führt zu einer installierten Leistung von 17 900 MW im Jahr 2020. Mit dieser ausgewogenen Marktentwicklung ist gewährleistet, dass sich der Inlandsmarkt weiterhin dynamisch entwickeln und die weitere Kostendegression zügig voranschreiten kann. Andererseits wird ein zu hohes Ansteigen der mit dem Ausbau der Fotovoltaik verbundenen Differenzkosten verhindert. Diese Kosten, die auch im Energiepreispfad A noch relativ hohe Beträge um 3,5 Mrd. €/a annehmen, werden von Skeptikern des EE-Ausbau kritisiert [RWI 2008] und damit der weitere PV-Ausbau im Inland als Ganzes infrage gestellt. Nach deutlichen Kostendegressionen (erwartete Stromgestehungskosten in 2020: 14 ct₂₀₀₅/kWh) stellt sich nach 2020 wieder ein höheres Wachstum ein. Dies führt bis 2030 zu einer installierten Leistung von 24 000 MW.

Noch vernachlässigbare bzw. keine Beiträge leisten bisher die Stromerzeugung aus Geothermie und EE-Strom aus einem europäischen Verbund. Bei der Geothermie wird von einem erfolgreichen Einstieg zunächst auf der Basis hydrothermalen Anlagen, später mittels HDR-Anlagen ausgegangen, der bis 2015 zu einer installierten Leistung von 100 MW und bis 2020 von 280 MW führt. Damit werden 1,8 TWh/a Strom erzeugt. Danach kann sich das Wachstum beschleunigen und bis 2030 auf 850 MW steigen. Wegen der geringen Wirkungsgrade der Stromerzeugung aus geothermaler Wärme, ist ein wesentliches Kriterium für den Ausbau derartiger Anlagen die Nutzung der Abwärme in entsprechenden Nahwärmenetzen. Diese Nutzung verbessert auch ganz wesentlich die Wirtschaftlichkeit der geothermalen Stromerzeugung. Sie bestimmt aber auch ganz entscheidend die nutzbaren Potenziale.

Nach 2020 wächst im LEITSZENARIO 2008 auch die Bedeutung eines europäischen Stromverbunds auf der Basis von EE. Dieser Verbund wird die logische Konsequenz aus einem

europaweiten Ausbau der EE sein, der durch die Ziele der EU vorgezeichnet ist. Sowohl aus ökonomischer Sicht als auch Gründen der Energieversorgungssicherheit [Tänzler/Luhmann 2007] und der verbesserten Integrationsmöglichkeiten von EE in die Gesamtversorgung [BMU 2008c] hat ein wachsender großräumiger Verbund aus EE Vorteile. Da sehr große und kostengünstige EE-Potenziale außerhalb Deutschlands liegen (Strom aus Wind und solarthermischen Kraftwerken, langfristig möglicherweise auch Wellenenergie), wird – beginnend kurz vor 2020 – mit einem Nettoimport von EE nach Deutschland gerechnet. Er beläuft sich in 2020 auf knapp 3 TWh/a und steigt bis 2030 auf 36 TWh/a. Dafür sind anteilig rund 6 500 MW Kraftwerksleistung im Ausland erforderlich.

Der Verlauf der jährlich installierten Anlagenleistung (Neubau und Ersatzbedarf) für den Stromsektor in **Abbildung 3.12** zeigt, dass die Schwankungen der letzten Jahre durch die Veränderung der jährlich installierten Windleistung verursacht wurden. Sie bewegen sich insgesamt zwischen 3 000 und 3 500 MW/a mit einem Spitzenwert von 3 800 MW/a im Jahr 2006. Diese Spitzenwerte bei Zubau von Wind- und Biomasseanlagen wird die nächsten Jahre nicht erreicht werden. Insbesondere der resultierende Rückgang des Zubaus von Windkraftanlagen auf rund 1 000 MW/a in 2010 führt dazu, dass die Anlagenleistung im Strombereich zunächst von derzeit rund 3 360 MW/a im Jahr 2007 bis zum Zeitraum 2010 auf ca. 2 700 MW/a sinkt. Nach 2010 steigt der Umsatz im LEITSZENARIO 2008 wieder wegen des zunehmenden Ersatzbedarfs (speziell im Bereich der Windenergie) und des deutlichen Wachstums im Offshore-Bereich deutlich. Im Jahr 2020 wird ein Wert von knapp 5 900 MW/a erreicht, der bis 2030 auf 6 300 MW/a steigt. Die kumulierte Leistung aller EE steigt von derzeit 34,8 GW auf 43,2 GW in 2010 über 69,2 GW in 2020 auf 97,5 GW in 2030.

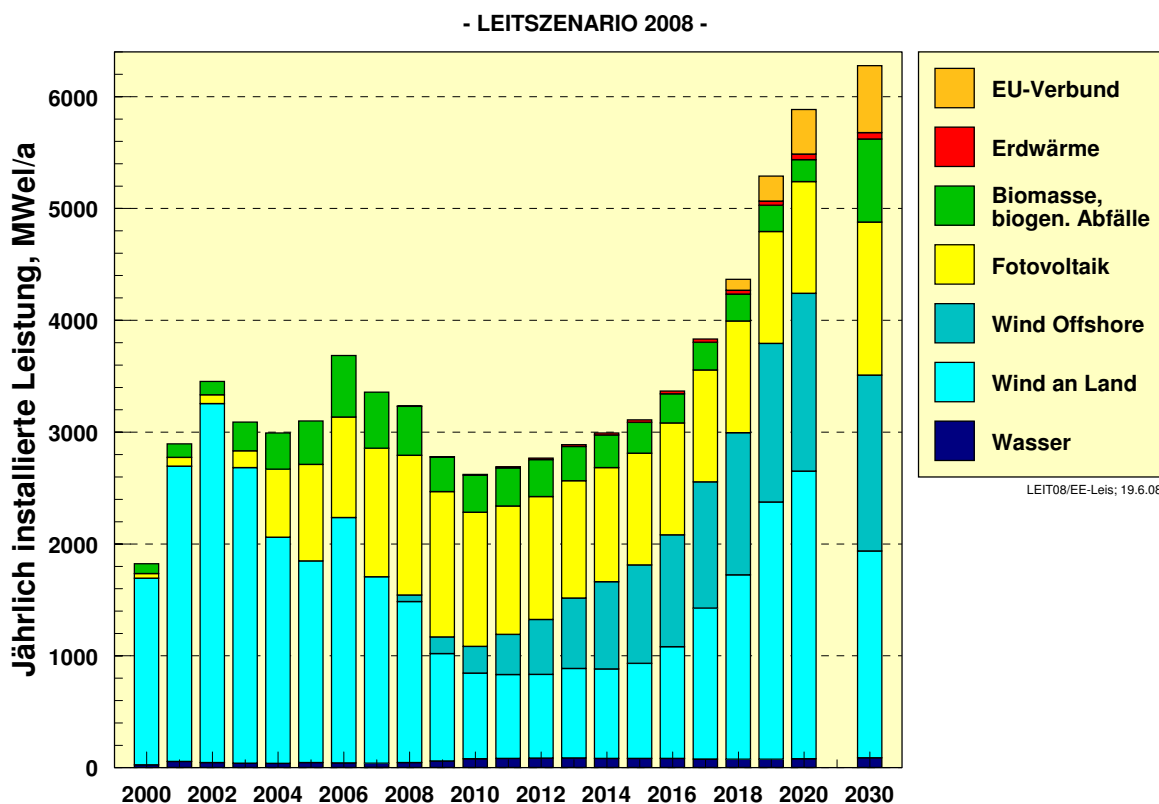


Abbildung 3.12: Jährlich installierte elektrische EE-Leistung (Neubau und Ersatzbedarf) seit 2000 und im LEITSZENARIO 2008 nach Technologien bis zum Jahr 2030

3.4 Die Entwicklung der gesamten Stromversorgung im LEITSZENARIO 2008 bis zum Jahr 2050

Aus der Struktur des Bruttostromverbrauchs (**Abbildung 3.13**) ist ersichtlich, dass die Industrie der Hauptverbraucher mit derzeit 39% des Verbrauchs ist. Die größten Wachstumsraten zeigen gegenwärtig aber die Privaten Haushalte und der Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen mit zusammen 46% Verbrauchsanteil. Der Verkehr beansprucht mit knapp 3% nur relativ geringe Strommengen. Rund 11% stellt der Eigenverbrauch der Kraftwerke und die Pumpstrom- und Verteilungsverluste dar.

In Abbildung 2.2 ist der zukünftige Bruttostromverbrauch im LEITSZENARIO 2008 abgeleitet worden. Er ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Verstärkt greifende Effizienzaktivitäten werden kurzfristig bestenfalls in der Lage sein, den Zuwachs zu stoppen, erst allmählich wird sich auch ein Rückgang der Stromnachfrage ergeben. Bis zum Jahr 2020 wird im LEITSZENARIO 2008 von einem Rückgang des Bruttostromverbrauchs gegenüber 2007 um 6% ausgegangen. Dies liegt unter der Zielsetzung des UBA mit 10 bis 11% [UBA 2007] und des Energiegipfels, wird aber angesichts des bisher nicht gebremsten Anstiegs für durchaus ehrgeizig gehalten. Die Stromproduktivität (BIP/STROM) muss dazu bis 2020 um 33% gegenüber dem heutigen Wert steigen. Den Rückgang des Stromverbrauchs tragen im Szenario die Privaten Haushalte überproportional, weil dort die größten Einsparpotenziale vorhanden sind. Langfristig kann der Stromverbrauch (ohne den ab 2030 unterstellten zusätzlichen Einsatz von EE-Strom zur Wasserstoffbereitstellung) um rund 20% sinken. Dazu ist es erforderlich, die Stromproduktivität bis 2050 auf das Zweifache des heutigen Wertes zu steigern. Die Verbrauchsabnahme wird gebremst durch die steigende Nachfrage im Verkehr. Sie liegt im LEITSZENARIO 2008 im Jahr 2050 mit 24 TWh/a um 40% über dem heutigen Wert, was 5% des zu diesem Zeitpunkt bestehenden Stromverbrauchs entspricht.

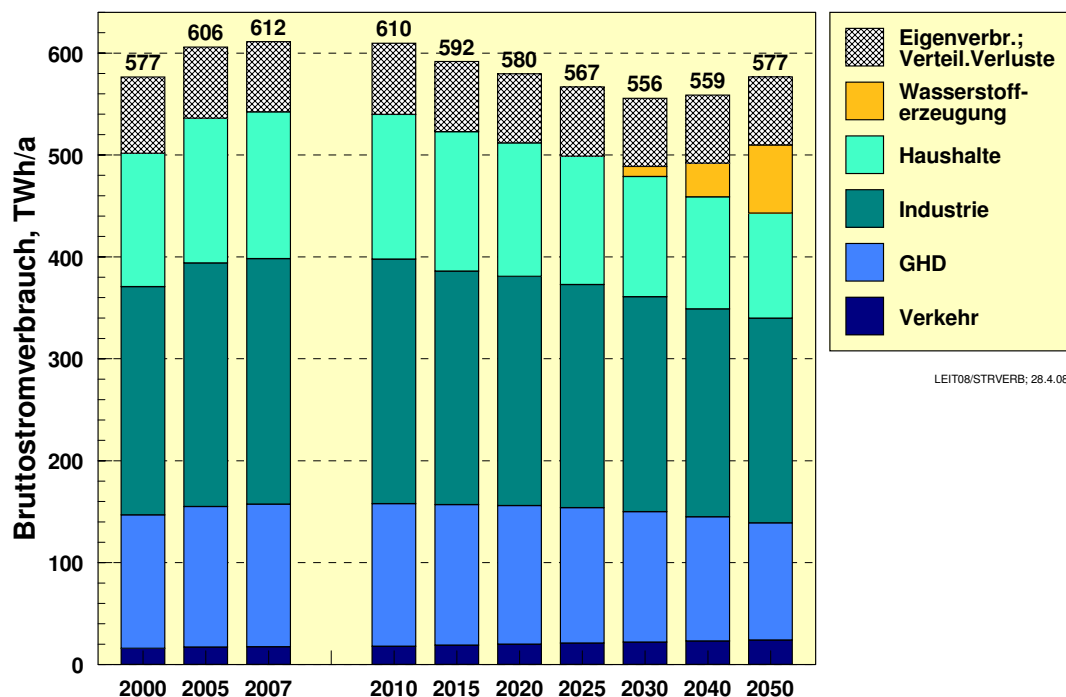


Abbildung 3.13: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs (ohne Erzeugung in Pumpspeichern) im LEITSZENARIO 2008

Weitere Effizienzerfolge beim Stromeinsatz und ein stärkerer Aufwuchs der Elektromobilität auf der Basis zusätzlichen EE-Stroms werden in den Szenariovarianten E dargestellt. Aus Sicht der EE ist der Zeitabschnitt bis 2020 von wesentlicher Bedeutung, weil bis dahin nicht nur mengenmäßig sondern auch kostenseitig ihre vollständige Gleichberechtigung im Stromsektor stattfinden wird, wenn das LEITSZENARIO 2008 umgesetzt wird. Doch auch im Jahr 2020 dominiert trotz des Wachstums der EE und der KWK noch die Kondensationsstromerzeugung mit 56% (2005 = 82%) und fossile Brennstoffe stellen noch 64% des Stroms bereit. Die eigentliche strukturelle Umstellung der Stromversorgung, die zu einer Reduktion der Kondensationsstromerzeugung auf den für Regelungs- und Ausgleichszwecke erforderlichen Anteil führt und gleichzeitig eine wesentlich ausgewogenere Verteilung zwischen Großkraftwerken und dezentralen Anlagen beinhaltet, benötigt aber weitere 20 bis 30 Jahre, (**Abbildung 3.14**). Im Jahr 2030 erreichen die EE einen Anteil von 50% an der Stromerzeugung, werden also im Stromsektor zur wichtigsten Energiequelle. Der Kondensationsstromanteil beträgt noch 34%, derjenige der fossilen KWK 16% (KWK einschließlich Biomasse-KWK 25%). Im Jahr 2050 beträgt die Kondensationsstromerzeugung nur noch 4%, die erneuerbaren Energien dominieren die Stromversorgung mit 81% Anteil an der Bruttostromerzeugung.

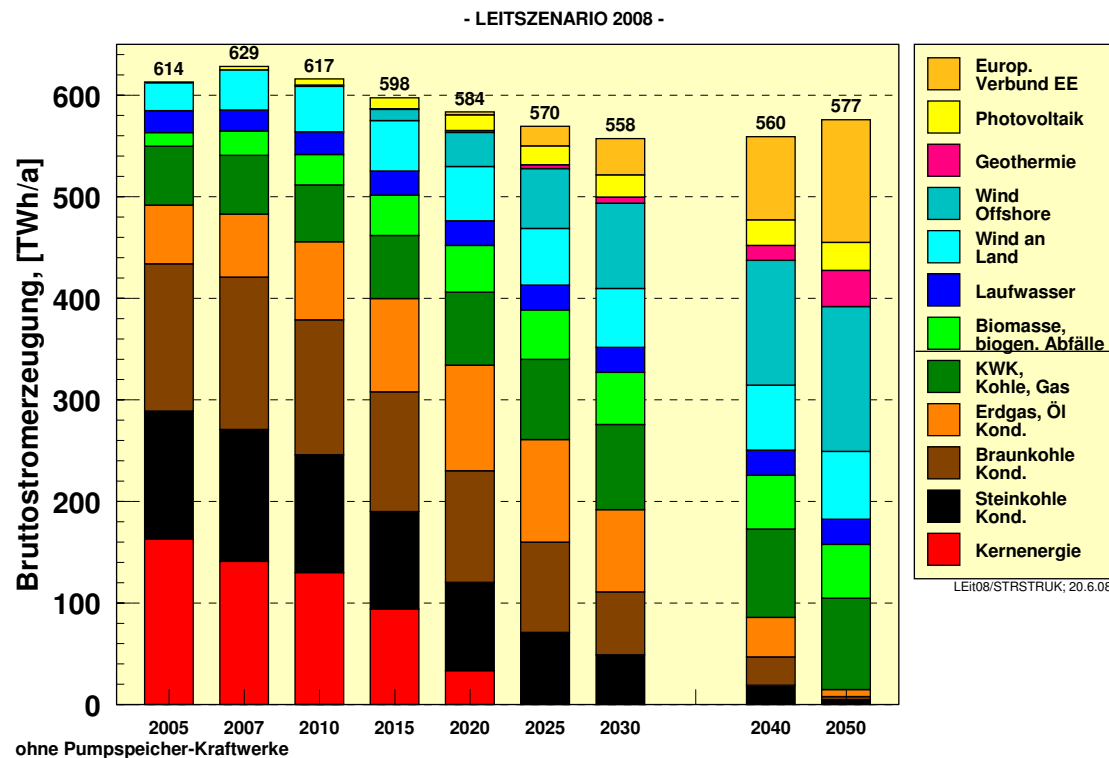


Abbildung 3.14: Struktur der Bruttostromerzeugung⁶ im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten; (ab 2030 wird EE-Strom auch zur Wasserstoffbereitstellung eingesetzt)

Aus Gründen der Kostenoptimierung, aber auch um mit EE Regelungs- und Reserveaufgaben übernehmen zu können, stammen von den dann aus EE bereitgestellten 472 TWh/a

⁶ Im LEITSZENARIO 2008 und in den Szenariovarianten wird die aus dem europäischen EE-Stromverbund bereitgestellte Strommenge zur „inländischen“ Erzeugung gerechnet um den Stellenwert dieser Option für die deutsche Stromversorgung deutlich zu machen. Der grenzüberschreitende Stromaustausch aus fossilen Quellen wird dagegen, wie üblich, als Export/Import-Saldo bilanziert.

Strom rund 50% aus regelbaren (Biomasse, Geothermie, Solarthermische Kraftwerke) oder bedingt regelbaren Energiequellen (Wasserkraftwerke). Auch der Anteil der Offshore-Windenergie (weitere 33%) zeigt eine günstige Erzeugungscharakteristik, welche die Sicherung der Stromversorgung gewährleisten kann. Von wachsender Bedeutung wird ab 2030 der europäische Verbund zur Nutzung großer kostengünstiger EE-Potenziale. An herausragender Stelle sind hier solarthermische Kraftwerke zu nennen, deren Erzeugungspotenziale im Mittelmeerraum enorm sind und die aufgrund der kraftwerksinternen thermischen Speichermöglichkeiten abrufbare und damit gesicherte Leistung bereitstellen können. Im Jahr 2050 werden 25% des gesamten EE-Stroms (120 TWh/a) über den europäischen Verbund bereitgestellt, wovon wiederum rund 75% aus solarthermischen Kraftwerken stammen.

Die Wirkung der Umstrukturierung des Stromsektors zeigt sich in einer deutlichen Minderung der Umwandlungsverluste. Gehen derzeit rund 3 200 PJ/a Brennstoffe bei der Stromerzeugung verloren, so sind es im Jahr 2020 noch 1 860 PJ/a und im Jahr 2050 sogar nur noch 200 PJ/a. Entsprechend sinken die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von derzeit 309 Mio. t/a auf 248 Mio. t/a im Jahr 2020 und auf 32 Mio. t/a im Jahr 2050. Daran sind, neben dem Zuwachs der EE, besonders in der Phase des Ausstiegs aus der Kernenergie auch das Wachstum der KWK, die Effizienzsteigerung bei der Stromnachfrage, effizientere neue Kondensationskraftwerke und die Veränderung des fossilen Brennstoffmixes zugunsten des Erdgases beteiligt.

Sowohl zur ausreichenden Reduktion der CO₂-Emissionen in der Zeit des Kernenergierückbaus als auch zur angestrebten Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung ist Erdgas in der Übergangszeit bis 2030 für eine effiziente Stromerzeugung von wesentlicher Bedeutung. Das wird aus den Angaben der **Tabelle 3-4** sichtbar. Zwar ist im LEITSZENARIO 2008 die Stromerzeugung in Kohle-Kondensationskraftwerken mittelfristig noch von erheblicher Bedeutung (2020: 197 TWh/a), diejenige von Erdgas-Kondensationskraftwerken steigt aber parallel bis 2020 um rund 70%. Auch beim Ausbau der KWK spielt Erdgas eine wesentliche Rolle. Während die Stromerzeugung aus Kohle-KWK bis 2020 etwa konstant bleibt um dann zurückzugehen, steigt diejenige aus Erdgas stetig bis 2050 auf nahezu das Dreifache des heutigen Wertes. Gleichzeitig ist Erdgas für die Ausweitung der dezentralen KWK (BHKW für Nahwärme und Einzelobjekte) unerlässlich; ihr Beitrag auf der Basis von Erdgas vervierfacht sich bis 2050. Damit ist Erdgas, neben der Biomasse, der Garant für die angestrebte Ausweitung des Beitrags der KWK an der Stromerzeugung. Wie bereits in Abschnitt 3.2 (Abbildung 3.4) dargestellt, kann dieser Erdgasmehrbedarf durch entsprechende Einsparungen beim Erdgaseinsatz in der Raumheizung kompensiert werden. Insgesamt wird der Gaseinsatz dadurch effizienter.

Den strukturellen Angaben zur KWK in Tabelle 3-4 kann zudem entnommen werden, dass an der Ausweitung der KWK die dezentrale KWK weit überproportional beteiligt ist. Wegen der forcierten Anstrengungen zur Reduktion des Wärmebedarfs verfügen die Fernwärmeversorgung und die industrielle KWK auf der Wärmeseite nicht mehr über Wachstumspotenziale. Ihre Ausweitung auf der Stromseite geschieht ausschließlich über die Erhöhung der Stromkennzahl. Dagegen werden mit BHKW für Nahwärmenetze und Einzelobjekte neue Wärmeverbraucher aus dem Einzelheizungsbereich gewonnen. Dazu muss insbesondere auch der Altbaubestand erschlossen werden. Diese „dezentrale“ Ausweitung der KWK ist auch eng mit der effizienten Nutzung der Biomasse und einer möglichst weitgehenden Nutzung der bei der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie anfallenden Abwärme verknüpft. Evident ist, dass der Anteil der EE an der Stromerzeugung aus KWK stetig wächst. Er lag in 2005 bei 19%, beträgt in 2020 schon 38% und steigt bis 2050 auf 42%.

Tabelle 3-4: Fossile Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Struktur der gesamten KWK im LEITSZENARIO 2008

| TWh/a | 2005 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------------------------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Kohlen | 304 | 279 | 228 | 138 | 70 | 25 |
| - davon KOND | 272 | 248 | 197 | 111 | 47 | 7 |
| - davon KWK | 32 | 31 | 31 | 27 | 23 | 18 |
| Erdgas | 84 | 104 | 145 | 138 | 103 | 80 |
| - davon KOND | 58 | 77 | 102 | 80 | 39 | 7 |
| - davon KWK | 26 | 27 | 43 | 58 | 64 | 73 |
| | | | | | | |
| Fossil gesamt | 388 | 383 | 373 | 276 | 173 | 105 |
| -davon KOND | 330 | 325 | 299 | 191 | 86 | 14 |
| - davon KWK | 58 | 58 | 74 | 85 | 87 | 91 |
| -- davon BHKW (Erdgas; Öl)* | 10 | 12 | 19 | 30 | 35 | 41 |
| KWK gesamt; (einschl. Bio-masse und Geothermie**) | 72 | 86 | 119 | 138 | 147 | 158 |
| - Fernwärme (HKW) | 30 | 31 | 38 | 38 | 37 | 35 |
| - Nahwärme, Objekte (BHKW) | 8 | 15 | 30 | 44 | 53 | 64 |
| - Industrie (HKW, BHKW) | 34 | 40 | 51 | 56 | 57 | 59 |

*) BHKW für Nahwärme, Objekte und Industrie

**) enthält 2005 und 2010 auch Biomasse-Anlagen ohne KWK

Aus **Tabelle 3-5** ist ersichtlich, wie unerlässlich für den Ausbau der EE im Stromsektor eine wirksame Flankierung durch eine kombinierte Strategie der Effizienzsteigerung und des KWK-Ausbaus im Stromsektor ist. Die EE allein sind von der bis 2020 produzierbaren Strommenge her nicht in der Lage, die CO₂-Emissionen der gesamten Energieversorgung während der Zeit des Ausstiegs aus der Kernenergie auf das angestrebte Niveau des Jahres 2020 zu reduzieren. Zu jedem Zeitpunkt übertrifft zwar der ab 2000 kumulierte Zuwachs des EE-Stroms den kumulierten Rückgang des Kernenergiestroms in demselben Zeitraum, um 2020 liegt die Differenz aber nur bei 4 TWh/a⁷. Nach dem vollständigen Abschalten aller Kernkraftwerke steigt die Differenz jedoch wieder rasch an und liegt in 2030 bei 75 TWh/a. Bereits im Jahr 2020 werden aber die EE mit insgesamt 178 TWh/a mehr Strom erzeugen als die Kernenergie jemals zuvor erreicht hat (171 TWh/a in 2001).

Tabelle 3-5: Rückgang der kumulierten Stromerzeugung aus Kernenergie ab dem Jahr 2000 bei planmäßigem Abbau und kumulierter Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im LEITSZENARIO 2008

| TWh/a | Status | Rückgang bzw. Zuwachs ab 2000 | | | | | | |
|-----------------------------|--------|-------------------------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|
| | 2000 | 2005 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
| Kernenergie | 170 | -7 | -19 | -40 | -76 | -137 | -170 | -170 |
| Erneuerbare Energien | 37 | +26 | +51 | +67 | +99 | +141 | +193 | +245 |
| Differenz | | +19 | +32 | +27 | +23 | + 4 | + 23 | + 75 |

⁷ Der direkte Vergleich der Strommengen bedeutet nicht, dass EE-Strom unmittelbar Kernenergiestrom substituiert. Auf absehbare Zeit ersetzt EE-Strom die zum Zeitpunkt der EE-Einspeisung teuerste Stromerzeugung entsprechend der jeweiligen „Merit Order“-Kurve.

In der Gesamtbilanz ergibt sich bis 2050 der in **Abbildung 3.15** dargestellte Umbau der Kraftwerksstruktur. Von 134 GW installierter Leistung (ohne Pumpspeicher) in 2007, von denen 35 GW Anlagen zur Nutzung von EE sind, steigt die Gesamtleistung auf 154 GW in 2020 und 172 GW im Jahr 2050. Dabei wird ab 2020 die für den EE-Stromimport ermittelte Leistung mitberücksichtigt (vgl. Fußnote 5). Verantwortlich für den deutlichen Zubau ist in erster Linie der EE-Zubau, der zwischen 2007 und 2050 netto 104 GW beträgt. Allein bis 2020 kommen netto weitere 35 GW EE-Leistung hinzu.

Die Leistung aller fossil gefeuerten Kraftwerke, die derzeit bei 80 GW liegt (davon ca. 19 GW in KWK), bleibt bis 2020 konstant, wobei sich jedoch die KWK-Leistung um 4 GW erhöht. Insgesamt sind dann rund 44 GW Kohleleistung installiert (2005: 53 GW), davon 11,5 GW als HKW. Gasgefeuerte Kraftwerke stellen 37 GW bereit (2005: 28 GW), wovon 7,5 GW HKW und 4 GW dezentrale BHKW sind. In 2020 ist also Kohle noch der dominierende fossile Energieträger zur Stromerzeugung. Bis 2030 geht die Leistung fossil gefeuerter Kraftwerke auf 66 GW zurück (davon 25 GW in KWK) und bis 2050 auf 33 GW (davon 25 GW in KWK). Infolge dieser Verschiebung in Richtung der erneuerbaren Energien sinkt die mittlere Auslastung aller Kraftwerke von derzeit 4 800 h/a auf 3 790 h/a in 2020 und auf 3 365 h/a in 2050. Die Auslastung fossiler Kraftwerke allein sinkt von derzeit 4 870 h/a auf 4 640 h/a in 2020 und auf 3 250 h/a in 2050. Daraus wird auch die sich längerfristig ändernde Aufgabenstellung fossiler Kraftwerke sichtbar.

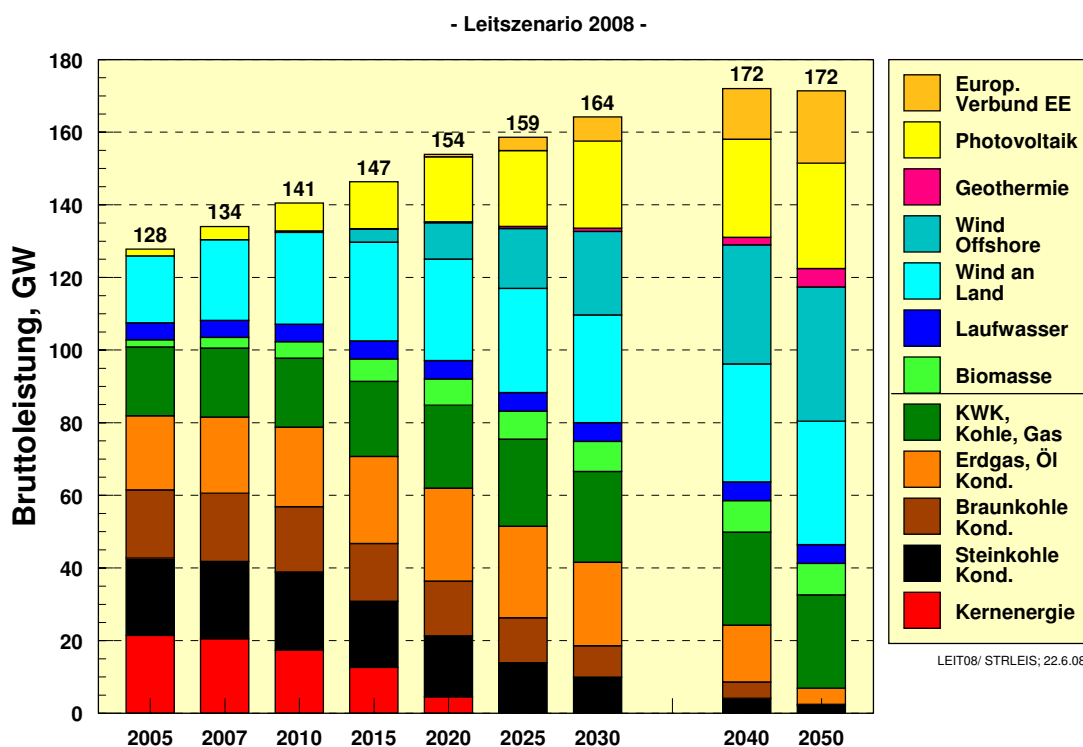


Abbildung 3.15: Struktur der Kraftwerksbruttoleistung im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten

3.5 Mögliche Bandbreiten der Veränderungen in der Kraftwerksstruktur bis zum Jahr 2020

Neben der Entwicklung der Stromnachfrage, dem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie und dem detailliert dargelegten Wachstum der EE beeinflusst der notwendige Ersatzbedarf fossiler Kraftwerke ganz wesentlich den weiteren Strukturwandel in der Stromerzeugung. Ein wichtiger Parameter in der Diskussion der erforderlichen neuen Kraftwerke und daraus möglicherweise auch resultierender „Kraftwerks- bzw. Stromlücken“ [DENA 2008] ist die tatsächliche Betriebsdauer der bestehenden fossilen Kraftwerke. Die Bandbreite der bis 2020 außer Betrieb gehenden Kraftwerke ist in verschiedenen Untersuchungen bemerkenswert groß [Matthes/Ziesing 2008] und reicht von 19 GW bis 33 GW (**Abbildung 3.16**). Belastbare längerfristige Vorgaben der Kraftwerksbetreiber dazu gibt es derzeit nicht, da die tatsächliche Laufzeit der Kraftwerke durch technische und wirtschaftliche Überlegungen bestimmt wird, die sich stetig ändern. Offensichtlich sinken der Neubaubedarf - und damit eine potentielle „Stromlücke“ - deutlich, wenn von weniger Stilllegungen ausgegangen wird. Andererseits verringert eine zu geringe Zahl von Stilllegungen die Möglichkeiten einer Verbesserung des Kraftwerksparks durch effizientere Neukraftwerke und durch eine ausreichend hohe Anzahl von KWK-Anlagen. Gewisse Ertüchtigungsmaßnahmen hinsichtlich Effizienzverbesserung sind jedoch auch bei Bestandskraftwerken möglich.

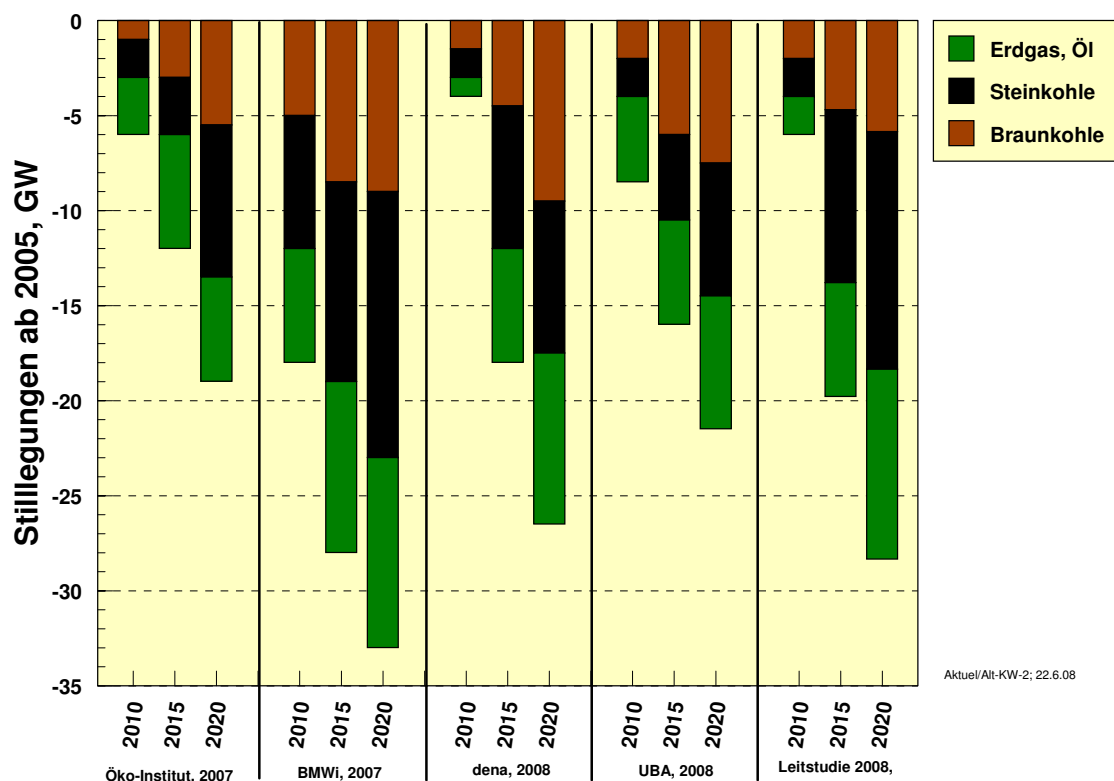


Abbildung 3.16: Stilllegungen fossiler Bestandskraftwerke ab 2005 bis 2020 in verschiedenen Untersuchungen (in Anlehnung an [Matthes/Ziesing 2008])

In 2005 waren unter Berücksichtigung der Leistung aller BHKW und der EE (jedoch ohne Pumpspeicherleistung) in Deutschland 128 GW Kraftwerksleistung installiert [BMWi 2008]. Die Annahmen im LEITSZENARIO 2008 für den Abgang fossiler Großkraftwerke gehen von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren aus. BHKW und EE-Anlagen sind zwischen 15 und 25

Jahre im Einsatz. Unter dieser Voraussetzung werden bis 2020 Kraftwerke und EE-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 62 GW stillgelegt (**Abbildung 3.17**). Aufgeteilt nach Brennstoffarten sind dies 18 GW größere kohlegefeuerte Kraft- und Heizkraftwerke (einschließlich übrige feste nichtbiogene Brennstoffe und Müll-HKW), 9 GW gas- und ölgefeuerte Kraft- und Heizkraftwerke, knapp 1 GW dezentrale mit Erdgas bzw. Öl betriebene BHKW, 14 GW Windkraftanlagen sowie 3 GW weitere Anlagen zur Nutzung von EE und schließlich 17 GW Kernkraftwerke. Bis 2030 sind es insgesamt bereits 95 GW, also 75% der Kraftwerkskapazität des Jahres 2005.

Wegen des oben abgeleiteten Ersatzbedarfs und der Kompensation der Kernkraftwerksleistung bleibt trotz deutlichen Zubaus der EE und des Rückgangs der Stromnachfrage noch ein Spielraum für den Neubau moderner fossiler Kraftwerke. In **Tabelle 3-6** sind der Kraftwerksbestand 2005 und die Stilllegung 2006 bis 2020 aus Abbildung 3.17 nach Kraftwerksarten und Energieträgern aufgeschlüsselt. An „Altkraftwerken“ aller Art sind in 2020 danach noch 66 GW der in 2005 existierenden Kraftwerke in Betrieb, davon 51 GW fossile Kraftwerke, 10 GW EE-Anlagen und knapp 5 GW Kernkraftwerke, wenn die o. g. Nutzungsdauern eingehalten und die Kernkraftwerke planmäßig stillgelegt werden.

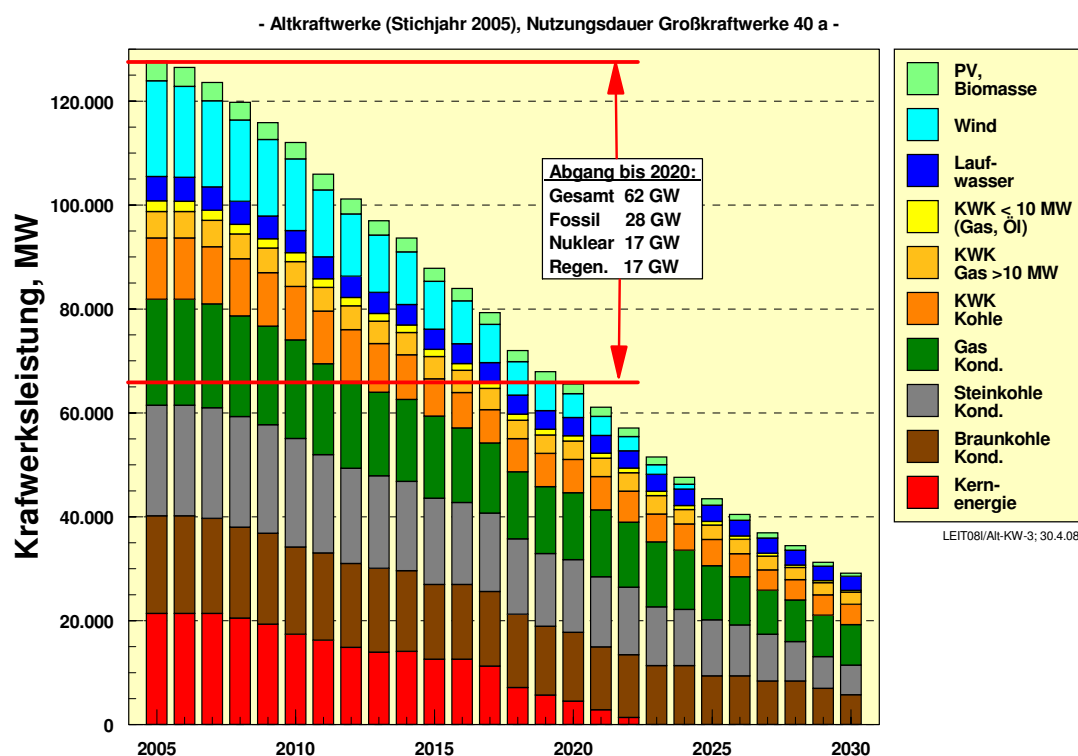


Abbildung 3.17: Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“ einschließlich dezentraler KWK-Anlagen und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030 unter den genannten Annahmen zur Lebensdauer der Kraftwerke im LEITSZENARIO 2008

Der im LEITSZENARIO 2008 „notwendige“ Zubau neuer Kraftwerke bis 2020 beläuft sich auf insgesamt 88,5 GW, wovon allein 59 GW von Anlagen zur Nutzung von EE stammen. Zur Ausfüllung der noch erforderlichen Neubauleistung fossiler Kraftwerke (ab 2006 bis 2020) in Höhe von 29,4 GW sind unter den Randbedingungen dieses Szenarios noch 9,8 GW Kohlekraftwerke „zulässig“. Die übrigen 19,6 GW (einschließlich BHKW) müssen auf Erdgasbasis bereitgestellt werden, wenn der im LEITSZENARIO 2008 ermittelte nationale Klimaschutzpfad mit einer Gesamtreduktion der CO₂-Emissionen um 36% gegenüber 1990 nicht gefähr-

det werden soll. In den Jahren 2006 und 2007 sind bereits 2,9 GW neue fossile Kraftwerke in Betrieb gegangen [BDEW 2008], so dass noch 26,5 GW an neuer fossiler Kraftwerksleistung bis 2020 errichtet werden müssen.

Tabelle 3-6: Struktur der im LEITSZENARIO 2008 erfolgten Kraftwerksstilllegung und des Zubaus neuer Kraftwerke zwischen 2006 und 2020 entsprechend der hier angenommenen Nutzungsdauer von Altanlagen

| Leistung in GW Jahr | Bestand | | Stilllegung | Alt- KW | Zubau | Bestand |
|----------------------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| | 2000 | 2005 | 2006-2020 | 2020 | 2006-2020 | 2020 |
| Kond. Kraftwerke | 90,4 | 81,9 | 37,2 | 44,7 | 17,3 | 62,0 |
| -Steinkohle/Übr. feste B. | 26,3 | 21,3 | 7,3 | 14,0 | 2,8 | 16,8 |
| -Braunkohle | 18,8 | 18,8 | 5,5 | 13,3 | 1,8 | 15,1 |
| -Erdgas/Öl/übrig.Gase | 21,7 | 20,4 | 7,5 | 12,9 | 12,7 | 25,6 |
| - Kernenergie | 23,6 | 21,4 | 16,9 | 4,5 | 0,0 | 4,5 |
| Öffentliche HKW | 9,7 | 10,3 | 4,1 | 6,2 | 6,2 | 12,4 |
| - HKW Braunkohle | 3,0 | 3,2 | 0,3 | 2,9 | 0,3 | 3,2 |
| - HKW (Steinkohle, Müll) | 5,1 | 5,5 | 3,5 | 2,0 | 3,7 | 5,7 |
| - HKW (Erdgas +Öl) | 1,6 | 1,6 | 0,3 | 1,3 | 2,1 | 3,4 |
| Nahwärme + Objekte | 0,7 | 1,3 | 0,6 | 0,7 | 4,6 | 5,3 |
| - BHKW(Gas;Öl) | 0,5 | 0,6 | 0,3 | 0,3 | 1,3 | 1,6 |
| - BHKW.(Biomasse) | 0,2 | 0,7 | 0,3 | 0,4 | 3,3 | 3,7 |
| Industrielle KWK | 8,8 | 9,4 | 4,2 | 5,2 | 7,3 | 12,5 |
| - HKW (Steinkohle) | 3,4 | 3,2 | 1,7 | 1,5 | 1,2 | 2,7 |
| - HKW (Erdgas, Öl) | 3,6 | 3,5 | 1,3 | 2,3 | 1,8 | 4,0 |
| - BHKW(Erdgas, Öl) | 1,5 | 1,5 | 0,7 | 0,8 | 1,5 | 2,3 |
| - BHKW (Biomasse) | 0,3 | 1,2 | 0,6 | 0,7 | 2,9 | 3,5 |
| Regenerativ (ohne Biomasse) | 10,8 | 25,0 | 15,9 | 9,1 | 53,0 | 62,1 |
| -Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher) | 4,6 | 4,7 | 1,2 | 3,5 | 1,6 | 5,1 |
| -Wind | 6,1 | 18,4 | 13,8 | 4,6 | 33,5 | 38,1 |
| -Photovoltaik | 0,1 | 1,9 | 0,9 | 1,0 | 16,9 | 17,9 |
| -Geothermie | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,3 |
| - Europ. Energieverbund | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,7 |
| Gesamt Erzeugung | 120,3 | 127,8 | 62,0 | 65,8 | 88,5 | 154,3 |
| -Steinkohle/Übr. feste B.; Müll | 34,8 | 30,0 | 12,5 | 17,5 | 7,7 | 25,2 |
| -Braunkohle | 21,8 | 22,0 | 5,9 | 16,2 | 2,1 | 18,3 |
| -Erdgas/Öl/übrig.Gase | 28,8 | 27,5 | 10,0 | 17,5 | 19,4 | 36,9 |
| Fossil (einschl. Müll) | 85,4 | 79,5 | 28,4 | 51,1 | 29,4 | 80,5 |
| Nuklear | 23,6 | 21,4 | 16,9 | 4,5 | 0,0 | 4,5 |
| Regenerativ (einschl. Biomasse) | 11,3 | 26,9 | 16,8 | 10,1 | 59,1 | 69,3 |
| Fossile HKW | 16,7 | 17,0 | 7,1 | 9,9 | 9,1 | 19,0 |
| - HKW Braunkohle | 3,0 | 3,2 | 0,3 | 2,9 | 0,3 | 3,2 |
| - HKW Steinkohle | 8,5 | 8,7 | 5,2 | 3,5 | 4,9 | 8,4 |
| - HKW Erdgas (+ Öl) | 5,2 | 5,1 | 1,6 | 3,6 | 3,9 | 7,4 |
| BHKW gesamt | 2,4 | 3,9 | 1,9 | 2,1 | 9,0 | 11,1 |
| - BHKW, Erdgas, Öl | 1,9 | 2,0 | 1,0 | 1,0 | 2,8 | 3,9 |
| - BHKW Biomasse | 0,5 | 1,9 | 0,9 | 1,0 | 6,2 | 7,2 |
| KWK gesamt | 19,1 | 20,9 | 8,9 | 12,0 | 18,1 | 30,1 |

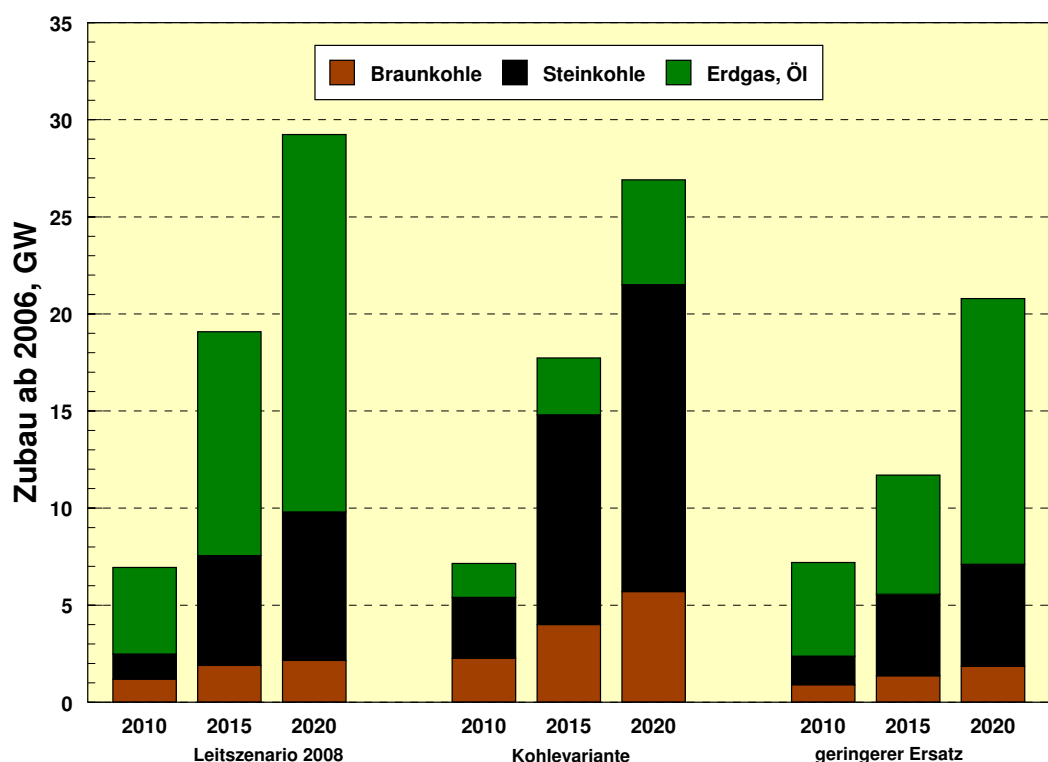
Von der Höhe her entspricht dies etwa den derzeitigen Planungen der Energieversorger, jedoch keineswegs in der Aufteilung auf die Brennstoffarten. Derzeit sind rund 3 GW Braunkohlekraftwerke, 20 GW Steinkohlekraftwerke und lediglich 7 GW Erdgaskraftwerke in Bau bzw. in Planung [VDEW 2007a]. Auch der Ausbau der KWK in der angestrebten Höhe ist in den Planungen der Stromversorger nicht erkennbar. Lediglich rund 3 GW der Kraftwerke sollen als Heizkraftwerke ausgeführt werden. Die Umsetzung des LEITSZENARIOS 2008 erfordert jedoch die Neuinstallation von 12 GW fossiler KWK-Leistung bis 2020, davon 2,8 GW als dezentrale BHKW. Mit der hier vorgeschlagenen Struktur der Investitionsstrategie im Kraftwerkssektor und dem im LEITSZENARIO 2008 unterstellten Stromverbrauch können die CO₂-Emissionen der gesamten Stromversorgung von derzeit 309 Mio. t CO₂/a um 61 Mio. t/a auf 248 Mio. t/a in 2020 gesenkt werden. Der Beitrag der Stromversorgung zur Gesamtreduktion ist wegen des parallelen Kernenergieausstiegs mit 20% Reduktion gegenüber 2005 zwar unterproportional, liegt aber in der Nähe des gesamteuropäischen Reduktionsziels von -21% für am Emissionshandelssystem beteiligte Großemittenten.

Wie oben dargelegt, sind auch andere Konstellationen der Kraftwerksstruktur im Jahr 2020 vorstellbar. Zwei mögliche Szenarien sind in **Abbildung 3.18** dargestellt. In der „Kohlevariante“ werden die derzeit bekannten Kohlekraftwerksprojekte der Energieversorger umgesetzt. Dabei wird vorausgesetzt, dass in 2020 die gleiche KWK- und EE-Leistung wie im LEITSZENARIO 2008 installiert ist. Diese Annahmen führen zu einem Neubau von 21 GW kohlegefeuerten Kraftwerken (davon 8 GW in KWK), für gasgefeuerte Kraftwerke bleiben danach noch 5,5 GW (davon 2,5 GW in KWK). Die resultierende CO₂-Minderung der Stromerzeugung ist dementsprechend mit 36 Mio. t CO₂/a deutlich geringer als im LEITSZENARIO 2008 (61 Mio. t CO₂/a). Sie führt zu CO₂-Emissionen im Stromsektor von 273 Mio. t/a im Jahr 2020, also zu einer Minderung von nur 12% gegenüber 2005. Damit würden die gesamten nationalen CO₂-Emissionen im Jahr 2020 gegenüber 1990 nur um 33% reduziert. Würde zusätzlich auch noch der KWK-Anteil des LEITSZENARIOS 2008 entsprechend den derzeit erkennbaren Tendenzen reduziert, fielen die CO₂-Emissionsminderung noch geringer aus.

Wird in einer zweiten Variante ein geringerer Kraftwerkseinsatzbedarf angenommen – es wird der Stilllegungsverlauf nach Öko-Institut, 2007 (vgl. Abbildung 3.15 [Matthes/Ziesing 2008]) zugrunde gelegt – sonst aber die Zubaustrategie des LEITSZENARIOS 2008 beibehalten, so ergibt sich ein gesamter Zubaubedarf an fossilen Kraftwerken zwischen 2006 und 2020 von 21 GW. Wie im Leitszenario sind insgesamt 12 GW in KWK angenommen, damit näherungsweise der von der Bundesregierung angestrebte KWK-Ausbau bis 2020 erreicht werden kann. Damit bleibt für neue Kondensationskraftwerke ein Spielraum von 9 GW. In dieser Variante fallen die erreichbaren Emissionsminderungen mit 256 Mio. t/a im Vergleich zum Leitszenario (248 Mio. t/a) wegen des geringeren Spielraums beim Ersatz alter, weniger effizienter Kraftwerke, geringer aus. Nochmals betont wird, dass in allen Berechnungen davon ausgegangen wird, dass die Altkraftwerke auch tatsächlich außer Betrieb gehen und nicht etwa in Reserve gehalten werden, um ggf. aus ökonomischen Gründen auch nach 2020 zum Einsatz zu kommen.

Die im LEITSZENARIO 2008 ermittelte Aufteilung der zukünftig zu bauenden fossilen Kraftwerksleistung berücksichtigt für den längerfristigen Zeitraum auch, dass wegen des steigenden Anteils von EE im konventionellen Teil der Stromversorgung ein erhöhter Regelbedarf entsteht, der vorzugsweise mit Gaskraftwerken (vorwiegend GuD-Anlagen) abgedeckt wird. Bei sehr hohen Anteilen an EE (ab etwa 2040 mit einem EE-Anteil von knapp 70%) ver-

schwindet die herkömmliche Grundlaststromerzeugung weitgehend, die verbleibenden fossilen Kondensationskraftwerke stellen dann ausschließlich die zu einer sicheren Stromversorgung erforderliche Leistung zur Verfügung.



Aktuell/Zubau; 22.6.08

Abbildung 3.18: Bedarf an neuen fossilen Kraftwerken zwischen 2006 und 2020 im LEITSZENARIO 2008 und in zwei weiteren Varianten

Die oben erläuterten Emissionsbilanzen der Kraftwerksstruktur der jeweiligen Szenarien und die daraus resultierenden Kraftwerkszubauten sind vor dem Hintergrund einer angestrebten Reduktion der gesamten nationalen CO₂-Emissionen um 40% und einer deutlichen Ausweitung des KWK-Anteils der Stromversorgung bis 2020 zu sehen. Ein wesentliches Instrument zur Reduktion von Treibhausgasemissionen wird aber das europäische Emissionshandelsystem (EHS) sein, dem die CO₂-Großemittenten zugeordnet sind. Hierbei werden ab 2013, im Gegensatz zur laufenden Handelsperiode, die zulässigen Emissionen nicht mehr nach einem nationalen Allokationsplan definiert, sondern es wird ein gemeinsamer europäischer Markt für den Handel mit Emissionszertifikaten geschaffen. Für den Stromsektor als größten Teilnehmer an diesem Markt ist zudem eine vollständige Versteigerung der Zertifikate vorgesehen. Beabsichtigt ist, die Emissionsrechte jährlich so zu reduzieren, dass bis 2020 eine CO₂-Reduktion in der gesamten EU um 21% gegenüber 2005 erreicht wird. Die endgültige Festlegung der zwischen 2013 und 2020 einzuhaltenden Reduktionsverpflichtungen soll bis Ende 2008 festgelegt werden. Strittig sind derzeit insbesondere noch die Reduktionsverpflichtungen, die von den Großemittenten in der Industrie zu erbringen sind.

Für nicht am EHS beteiligte Emittenten ist vorgesehen, insgesamt eine Reduktion von 10% festzulegen, diese Verpflichtung aber in nationale Reduktionsverpflichtungen umzulegen. Für Deutschland ist hierfür eine Reduktion um 14% gegenüber 2005 vorgesehen. Die Bandbreite der Verpflichtungen liegt zwischen -20% und +20%, vorwiegend osteuropäische Mitglieds-

länder dürfen also hier ihre Treibhausgasemissionen auch noch steigern. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass sich mit diesen Maßnahmen die europäischen Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um rund 20% senken lassen. Wird bis 2013 ein umfassendes internationales Abkommen zur Reduktion von Treibhausgasen abgeschlossen, ist die EU bereit, diese Gesamtreduktion auf 30% zu steigern.

Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke werden auch wesentlich von der Ausgestaltung des EHS beeinflusst. Da nur die gesamteuropäische Deckelung vorgegeben ist, Emissionsrechte also in den Mitgliedsstaaten gehandelt werden können, und zudem in begrenztem Umfang Kompensationen im Rahmen von CDM/JI-Projekten zulässig sind, ist nicht genau vorhersehbar, welche nationalen Emissionsminderungen in 2020 innerhalb des EHS eintreten werden, selbst wenn das gesamteuropäische Ziel für 2020 genau erreicht wird. Es gibt daher auch Spielräume für die Errichtung von fossilen Neukraftwerken in den einzelnen Mitgliedsländern der EU.

Allerdings dürften diese Spielräume sehr begrenzt sein. Ein eventueller Zukauf zusätzlicher Emissionsrechte verlangt an andere Stelle bzw. in anderen Mitgliedsstaaten die Erschließung zusätzlicher Emissionsminderungsmaßnahmen, da die Gesamtsumme der Emissionsrechte unverändert bleibt. Bei der Festlegung der Höhe der Emissionsrechte sind allerdings Emissionsminderungsmöglichkeiten in anderen Bereichen in bestimmten Umfang bereits berücksichtigt worden, wie z.B. das 20%-Ausbauziel für EE für die gesamte EU. Zusätzliche Möglichkeiten ergeben sich daher nur, wenn die bereits berücksichtigten Teilziele für den EE-Ausbau bzw. für die Steigerung der Stromeffizienz oder für den KWK-Ausbau deutlich überschritten würden. Das ist aber, wie die Szenarienanalysen zeigen, für die beiden letztgenannten Bereiche nur unter sehr großen Anstrengungen zu erreichen.

Weiterhin darf der Zeitraum nach 2020 nicht aus dem Auge verloren wird. Die weitere erforderliche Reduktion von Treibhausgasemissionen im Stromsektor fällt umso leichter, je besser bereits die Kraftwerksstruktur des Jahres 2020 auf diese Notwendigkeit ausgerichtet ist. Sie wird auch erleichtert, wenn sich die Option der Rückhaltung und Speicherung von CO₂ (CCS) kommerziell einsetzen lässt. Ein zu hoher Anteil relativ emissionsintensiver Neuanlagen kann jedoch die Festlegung der weiteren notwendigen Emissionsminderungen deutlich erschweren bzw. erheblich verteuern. Eine vorausschauende und von politischer Seite flankierte Investitionsstrategie für Neukraftwerke ist daher von großer Bedeutung für die Wirksamkeit langfristiger Klimaschutzstrategien. Die hier vorgestellten Angaben zum Bau neuer Kohle- und Erdgaskraftwerke sind vor dem Hintergrund der ambitionierten nationalen Reduktionsziele (bis zu -40% in 2020 und -80% bis 2050 gegenüber 1990) ermittelt wurden. Im Rahmen der sonstigen in den Szenarien getroffenen Annahmen können sie als belastbare Richtwerte für die Energiepolitik gelten.

Exkurs III: Konsequenzen einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken auf die Kraftwerksstruktur und auf die energiepolitischen Zielsetzungen.

Die grundsätzlichen Risiken und Defizite einer permanenten bzw. noch ausgeweiteten Nutzung der Kernenergie sind allgemein bekannt und intensiv diskutiert worden [z.B. Schwarz 2007; BMU 2007c] und sollen hier nicht wiederholt werden. Hingewiesen werden soll aber auf eine zentrale Voraussetzung für die Eignung einer Technologie als globale Klimaschutzoption, welche die Kernenergietechnik **nicht** erfüllen kann:

Um ihre Nutzung im klimaschutzrelevanten Maßstab zu gewährleisten, müsste die Kernenergie prinzipiell für alle Staaten zugänglich sein. Einmal etabliert, verlangt ihr Betrieb einen gut funktionierenden Staat, der den technisch korrekten Betrieb, die notwendigen Sicherheitsprozeduren, sowie eine über lange Zeiten sichere Lagerung von Kernbrennstoffen und Abfallprodukten gewährleisten muss und der insbesondere in der Lage ist, die dafür erforderlichen Gesetze und Regelungen durchzusetzen und ihren Vollzug zu kontrollieren. Diese Fähigkeiten müssen Jahrzehnte, ja Jahrhunderte aufrechterhalten werden. Die dazu erforderliche politische Stabilität konnten bisher nur wenige Staaten für derart lange Zeiträume aufrechterhalten. Und sie kann schon gar nicht für alle gegenwärtig an der Kernenergie potenziell interessierten Staaten vorausgesetzt werden. „Staaten zerfallen, Atomkraftwerke bleiben“, hat Erhard Eppler diesen Tatbestand bezeichnet [Süddt. Zeitung, 19.7.08]. Konsequenterweise ist die Kernenergie als Klimaschutzoption in globalem Maßstab nicht verantwortlich. Und der Versuch, sie auf „stabile“ und damit „geeignete“ Staaten beschränken zu wollen, wäre politisch naiv und ist praktisch nicht durchführbar.

Unterstellt man, dass diese These von einer großen Mehrheit in Deutschland geteilt wird, so folgt daraus zwangsläufig ein Auslaufen der Kernenergienutzung. Ein politisch beschlossener „Ausstieg aus der Kernenergie“ ist daher prinzipiell ein großer Fortschritt, der nicht infrage gestellt werden darf. In letzter Zeit ist allerdings die Diskussion um den derzeitigen „Ausstiegsfahrplan“ stärker geworden. Von vielen werden daraus Nachteile erwartet. Neben einem vermuteten starken Strompreisanstieg wird angeführt, dass ein Stromengpass drohe, da EE (noch) nicht die notwendige Zubaudynamik besäßen und Effizienzanstrengungen bei der Stromverwendung nicht in ausreichendem Maße greifen würden. Zur Verhinderung dieser Nachteile wird in den überwiegenden Diskussionsbeiträgen eine Laufzeitverlängerung der bestehenden Kernkraftwerke vorgeschlagen; längerfristig soll dagegen auf die Kernenergie verzichtet werden, also ein Neubau von Kraftwerken ausgeschlossen sein. Allerdings sind auch Meinungen zu hören, welche eine unbefristete Nutzung der Kernenergie offen lassen. Von einigen Stellen wird auch direkt der Neubau von weiteren Kernkraftwerken gefordert. Diese Diskussion hat u. a. zu dem Vorschlag geführt, den endgültigen Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie im Grundgesetz festzuhalten und dafür einige der bestehenden Kraftwerke „ein paar Jahre länger laufen zu lassen“, [E. Eppler im Spiegel 28/2008; 7.7.08].

Den Ausstieg aus der Kernenergie zeitlich und strukturell so abzuwickeln, dass der Übergang in eine Energieversorgung ohne Kernenergie reibungslos und mit möglichst großem Nutzen für die betreffenden Volkswirtschaften verbunden ist, sollte im Interesse aller Akteure liegen. Nur so kann er auch zu dem erhofften Vorbild für andere Staaten werden, die derzeit eine zeitlich unbegrenzte Nutzung der Kernenergie und sogar ihre Ausweitung planen. Bei der Frage, welcher Ausstiegspfad aus der Kernenergie der zweckmäßigste ist, ist von Interesse in wie weit zentrale Ziele der Bundesregierung zum Klimaschutz von einem verlängerten Ausstieg betroffen sind. Dabei gilt es, nicht nur das Zwischenziel des Jahres 2020

mit einer angestrebten Minderung der Treibhausgasemissionen um 40% (gegenüber 1990) zu beachten, sondern ebenso das Langfristziel der Bundesregierung einer Reduktion um 80% bis zum Jahr 2050. Letzteres erfordert, neben einer deutlichen Reduktion des Energieverbrauchs einen etwa 50%-Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung bei einem EE-Anteil an der Strombereitstellung von etwa 80%. In der Darstellung des Leit-szenarios 2008 ist klar geworden, dass dazu eine völlig anders strukturierte Energieversorgung gehört als wir sie derzeit haben. U. a. sollte dazu der Anteil der Kondensationsstromerzeugung auf diejenige Menge reduziert sein, welche in der Verknüpfung mit einem europäischen EE-Verbund, intelligenten Lastmanagementmaßnahmen und „virtuellen“ Kraftwerken noch erforderlich ist, um jederzeit die notwendige gesicherte Leistung zur Verfügung zu stellen. Für diese Aufgabe eignen sich vorwiegend nur gasgefeuerte GuD-Kraftwerke.

Ebenfalls sollen die „Unterziele“ der deutschen Klimaschutzstrategie nicht infrage gestellt werden, deren Erfüllung erforderlich ist, um obigen Zustand im Jahr 2050 zu erreichen. Dazu gehören eine Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990, sowie ein mindestens 30%-iger Anteil an EE-Strom im Jahr 2020. Wird angenommen, dass unter Einhaltung dieser Zielsetzungen der Ausstieg aus der Kernenergie um 20 Jahre verschoben wird, so zeigen sich folgende Konsequenzen für den disponiblen Teil der umzubauenden Kraftwerksstruktur (**Tabelle 3-7**). Dabei wird auch vorausgesetzt, dass der in Abbildung 3.17 dargestellte Rückbau von 28 GW an fossilen Altkraftwerken bis 2020 unverändert bleibt.

Tabelle 3-7: Möglicher Zubau an neuen fossilen Kraftwerken (ab 2006) bei einem um 20 Jahre verschobenen Ausstieg aus der Kernenergie bei sonst unveränderten Randbedingungen

| GW | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 |
|----------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Fossil gesamt | 3,8 | 7,8 | 10,0 | 12,5 | 19,2 | 29,5 |
| Kohle gesamt | 1,4 | 4,8 | 5,5 | 6,0 | 9,5 | 12,1 |
| Erdgas gesamt | 2,4 | 3,0 | 4,5 | 6,5 | 9,7 | 17,4 |
| KWK gesamt | 1,6 | 4,9 | 6,5 | 9,0 | 13,3 | 19,6 |
| HKW Kohle | 0,4 | 3,1 | 3,3 | 4,0 | 5,4 | 6,9 |
| HKW Erdgas | 0,7 | 1,0 | 1,5 | 2,4 | 4,0 | 7,5 |
| BHKW Erdgas | 0,5 | 0,8 | 1,7 | 2,6 | 3,9 | 5,2 |
| KOND gesamt | 2,2 | 2,9 | 3,5 | 3,5 | 5,9 | 9,9 |
| KOND Kohle | 1,0 | 1,7 | 2,2 | 2,2 | 4,1 | 5,2 |
| KOND Erdgas | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 1,8 | 4,7 |

Bei einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken sind dem Neubau fossiler Kraftwerke damit sehr enge Grenzen gesetzt sind. Damit der Anteil der KWK bis 2020 wenigstens auf etwa 17% steigen kann, müssen von den bis dahin zuzubauenden fossilen Kraftwerken 6,5 GW in KWK errichtet werden, an Kondensationskraftwerken sind nur 3,5 GW „zulässig“. Bei einem höheren KWK-Anteil (z. B. 25%) sinkt der letztere Wert entsprechend. Die Grenze von 10 GW für alle fossilen Neukraftwerke bis 2020 ist mit den in Bau befindlichen bzw. mit den bis 2007 bereits errichteten Kraftwerken bereits schon überschritten. Jetzige Planungen zum Bau neuer Kraftwerke müssten also grundsätzlich revidiert werden, wenn der jetzt angestoßene Strukturwandel der Stromversorgung in Richtung deutlich gesteigerter Stromeffizienz, deutlich verstärktem KWK-Ausbau mit stark dezentralem Anteil und Beibehaltung der Ausbauziele der EE nicht in Gefahr geraten soll. Diese Strategieelemente wären bei einem Abbremsen ihrer Dynamik den auf sie zukommenden Herausforderungen nach 2020/2030 nicht mehr gewachsen, bzw. müssten dann mit entsprechender Verzögerung neu mobilisiert werden, was zu großen volkswirtschaftlichen Nachteilen und entscheidenden Wettbewerbsnachteilen führen würde.

3.6 Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050

Im Wärmemarkt werden 51% der Endenergie umgesetzt und 40% der energiebedingten CO₂-Emissionen erzeugt. Zu 55% wird der Energiebedarf durch die Raumheizung bestimmt, knapp 30% benötigt die Industrie als Prozesswärme, die restlichen 15% werden für den Warmwasser- und Prozesswärmebedarf der Haushalte und der Kleinverbraucher eingesetzt. Seine Umstrukturierung und Optimierung mittels der Strategieelemente EE, EFF und KWK ist für einen erfolgreichen Klimaschutz von herausragender Bedeutung, zumal mit Öl und Gas zu über 70% Energieträger eingesetzt werden, deren Preise in letzter Zeit beträchtlich gestiegen sind und die in absehbarer Zeit knapp werden dürften. Im Verhältnis zu der großen Aufmerksamkeit, die dem Stromsektor in der energiepolitischen Diskussion meist gewidmet wird, findet der Wärmemarkt zu selten die ihm zustehende Bedeutung.

Dabei sind Umsetzungsstrategien hier wesentlich schwieriger zu konzipieren und in Gang zu setzen, da der Wärmemarkt eine sehr unübersichtliche Struktur besitzt und Millionen von Akteuren, nämlich praktisch jeder Gebäudebesitzer, Investitionsentscheidungen treffen, bei denen Energieeffizienz oder Art des Energieträgers bislang meist nicht im Vordergrund stehen. Vielfach spielt die Optimierung der Heizungsanlage nicht die Hauptrolle, sondern völlig andere Randbedingungen (Gewohnheiten, private Vorlieben, Empfehlungen von Architekten, Handwerkern, vorhandene Wärmenetze, Aktivität von Stadtwerken u. a.) sind für die Wahl des Wärmeerzeugers maßgebend. Entsprechend schwierig ist auch die Konzipierung und Auswahl effektiver Förderinstrumente für die erforderliche Ausweitung der energetischen Gebäudesanierung, der verstärkten Nutzung von KWK-Wärme oder des Ausbaus der Wärmebereitstellung aus EE. Es hat sich gezeigt, dass die bisherigen Instrumente zur Förderung dieser Maßnahmen zu wenig Wachstum induziert haben. Es besteht die Gefahr, dass die für die gesamte Energiewirtschaft für 2020 angestrebten Ziele einer Verdopplung der Energieproduktivität, eines Ausbaus der KWK auf 25% und eines Beitrag der EE von 14% durch zu langsame Strukturveränderungen im Wärmesektor erheblich gefährdet werden.

So hat das seit 2002 bestehende KWK-Gesetz bisher nur geringe Fortschritte bei der Ausweitung der KWK und somit auch bei der nutzbaren KWK-Wärme gebracht. Dies ist besonders schwerwiegend, weil ein forcierter Ausbau der KWK, der zu einem großen Anteil dezentral erfolgen würde, auch die Ausweitung von Wärmenetzen mit sich bringt und damit auch ein Wegbereiter für die Nutzung von EE-Wärme mittels Großanlagen sein würde. Das jetzt verabschiedete geänderte KWK-Gesetz stellt hier einen beträchtlichen Fortschritt dar, da es nun auch den Neubau und die Modernisierung von KWK-Anlagen und insbesondere den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen unterstützt. Auch die industrielle Eigenstromerzeugung wird besser als bisher in die Förderung eingeschlossen. Allerdings scheinen die vorgesehenen Zuschläge zu knapp bemessen zu sein, um die vielfältigen Hemmnisse, die einem deutlichen Ausbau der KWK bisher im Wege standen [Ziesing 2008; Schulz 2007] und immer noch stehen, in allen Fällen zu überwinden. Hier sollte die Chance genutzt werden, die 2011 anstehende Zwischenüberprüfung ggf. für eine Nachjustierung zu nutzen, um das angestrebte 25%-Ziel für 2020 sicher zu erreichen.

Auch für den Ausbau der EE im Wärmebereich zeichnen sich mit dem bundesweiten Wärmegesetz [EEWärmeG 2007] und dem entsprechenden Gesetz in Baden-Württemberg sowie dem aufgestockten Marktanreizprogramm verbesserte Möglichkeiten ab. Allerdings genügen sowohl das derzeitige in Baden-Württemberg bestehende Gesetz als auch das Bun-

desgesetz den Kriterien einer ausreichenden Unterstützung in allen Gebäudesegmenten noch nicht. Das Bundesgesetz beschränkt sich auf das für eine substantielle Erschließung von EE zu kleine Neubausegment. Das baden-württembergische Gesetz enthält den Gebäudebestand, schließt aber das Segment der Nichtwohngebäude aus. Auch sind die zu erfüllenden Deckungsanteile zumindest bei solaren Anlagen zu gering angesetzt. Beide Gesetze kann man daher als sinnvolle „Einstiegsgesetze“ bezeichnen, die zwar einen ersten Ausbau-schub vermitteln dürften, die aber rasch weiter entwickelt werden müssen, wenn die ehrgeizigen Zielsetzungen rechtzeitig erreicht werden sollen.

Noch eindeutiger als im Strombereich ist bei der Wärme eine enge Verzahnung einer wesentlich effizienteren Energienutzung mit dem verstärkten Ausbau der EE erforderlich. Die Effizienzpotenziale sind hier ungleich größer und wesentlich ökonomischer erschließbar als der ausschließliche Ausbau der EE. Dementsprechend kann die Wärmenachfrage zur Beheizung von Gebäuden (auch bei noch wachsendem Wohn- und Nutzflächenbedarf) deutlich sinken, wenn innerhalb der nächsten Jahrzehnte von einer umfassenden energetischen Altbauanierung ausgegangen wird.

Die für das LEITSZENARIO 2008 angenommene Verringerung des spezifischen Heizwärmebedarfs für Wohngebäude und Nichtwohngebäude kann **Abbildung 3.19** entnommen werden. Bei einer noch um knapp 30% wachsenden Wohnfläche sinkt der mittlere Heizwärmebedarf in Wohngebäuden bis 2020 auf 134 kWh/m²a, mithin auf rund 75% des heutigen Wertes. Bis 2050, nach vollständiger energetischer Sanierung aller Bestandsgebäude liegt er bei 73 kWh/m²a, was 40% des heutigen Durchschnittswertes entspricht. Bei Nichtwohngebäuden, deren beheizte Nutzfläche praktisch unverändert bleibt, sinkt er bis 2020 auf 94 kWh/m²a und bis 2050 auf 55 kWh/m²a, also auf ebenfalls 40% des heutigen Wertes.

Wegen der Zunahme der Wohnfläche bis 2030 sinkt die Energienachfrage für Raumwärme geringer (**Abbildung 3.20**). Sie beläuft sich in 2020 auf 85% und im Jahr 2050 auf 47% des Wertes von 2005. Diese deutliche Reduktion der Energienachfrage ist Voraussetzung dafür, dass der relative Beitrag der EE bei den aus strukturellen Gründen begrenzten Zuwachsraten erneuerbarer Energien im Raumwärmebereich bereits in absehbarer Zeit nennenswerte Anteile erreichen kann. Bis 2020 können die Beiträge von Solarwärme und der Erdwärme nur verhältnismäßig geringe Anteile des Raumwärmebedarfs decken, da ihr Ausbau vorwiegend mittels größerer Anlagen mit Nahwärmenetzen erfolgen muss. Insgesamt decken EE in 2020 ca. 13% des Raumwärmebedarfs (derzeit sind es gemessen an der temperaturbereinigten Nachfrage 6%). Ohne Reduktion der Nachfrage wären es dagegen nur 10%.

Sind Nahwärmesysteme nach 2020 eine eingeführte Technologie, so lassen sich mit Solar- und Erdwärme rasch wachsende Anteile des Raumwärmebedarfs decken. Nur sie können danach auch den EE-Beitrag weiter steigern, da die Nutzung der Biomasse ihre Potenzialgrenzen erreicht hat. Gelingt diese Verknüpfung einer umfassenden Gebäudesanierung und des systematischen Ausbaus von Nahwärmenetzen insbesondere auch im Altbaubestand, so ist bis zum Jahr 2050 ein Deckungsanteil der EE von 70% am Raumwärmebedarf erreichbar. Die heute dominierenden Energieträger Heizöl und Erdgas und mit ihnen die große Anzahl von Einzelheizungen wären damit deutlich zurückgedrängt. Ihr derzeitiger Anteil von 85% an der Raumwärmebereitstellung sinkt bis 2020 zunächst nur gering auf 75% um dann bis 2050 deutlich auf 18% abzunehmen. Der Stromeinsatz für Raumwärmezwecke zeigt eine etwa gleichbleibende Tendenz. Zwar verringert sich der Beitrag der elektrischen Raumheizung in Direkt- und Speicherheizung, dafür steigt der Strombedarf für elektrische Wärmepumpen auf ca. 3 TWh/a in 2020 bzw. knapp 7 TWh/a in 2050.

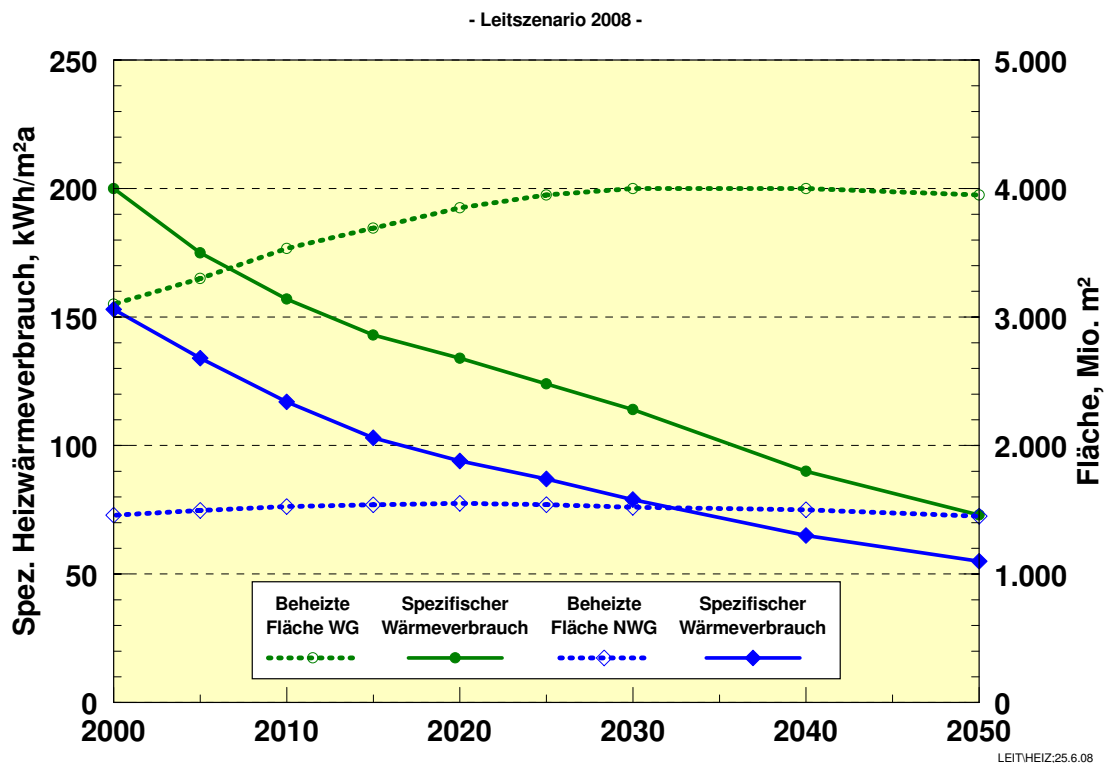


Abbildung 3.19: Entwicklung der beheizten Flächen in Wohn (WG)- und Nichtwohngebäuden (NWG) und des spezifischen Heizwärmeverbrauch des jeweiligen Gebäudebestands

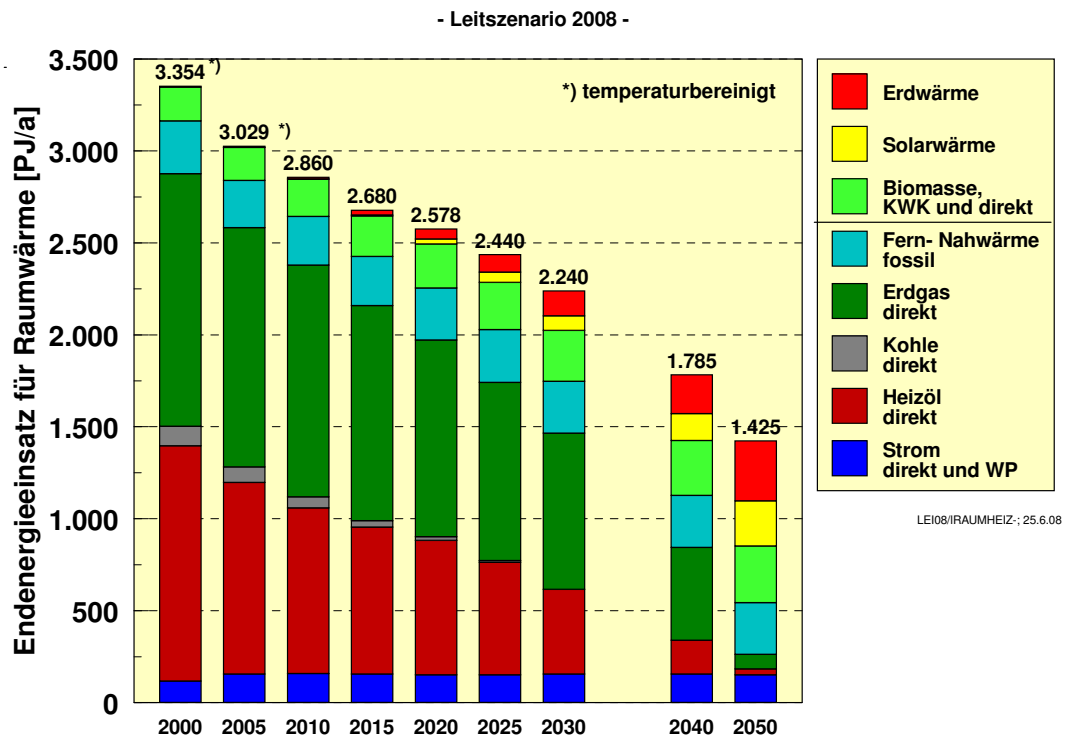


Abbildung 3.20: Entwicklung des Energieeinsatzes für Raumwärme im LEITSZENARIO 2008

Betrachtet man den gesamten Wärmemarkt, also zusätzlich auch die Warmwasser- und die Prozesswärmebereitstellung, so zeigt sich, dass die EE im Warmwasserbereich mit 9% einen höheren Anteil haben als im Raumwärmebereich, dafür aber im Prozesswärmebereich mit 4% nur unterdurchschnittlich vertreten sind. Da Warmwasser das kleinste Segment darstellt, ist auch die aktive Erschließung der Prozesswärme - und dort insbesondere des industriellen Bereichs - von großer Bedeutung für die Zukunft der EE im Wärmebereich. Im LEITSZENARIO 2008 sinkt die gesamte Wärmenachfrage bis 2020 mit 4 595 PJ/a auf 82% des heutigen Wertes und bis 2050 mit 2 933 PJ/a auf 23% (**Abbildung 3.21**). Der Beitrag der EE steigt bei dieser Entwicklung der Gesamtnachfrage bis 2020 auf 14,4%⁸ (ohne Effizienzsteigerung läge er nur bei 11,5%) und bis 2050 mit 48% auf knapp die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie.

Neben dem Ausbau der EE ist der Beitrag der KWK-Wärme von großer Bedeutung für eine klimagerechte Gestaltung des Wärmesektors. Ihr Beitrag steigt von derzeit 580 PJ/a (Fern- und Nahwärme, industrielle KWK; einschließlich Biomasse-KWK und Nahwärme aus reinen Heizwerken) noch auf 720 PJ/a, wobei die Biomasse die stärksten Zuwächse verzeichnet. Infolge des deutlichen Rückgangs des gesamten Wärmebedarfs steigt der relative Anteil von KWK-Wärme deutlich von derzeit 12% (einschl. Biomasse) auf 30% im Jahr 2050.

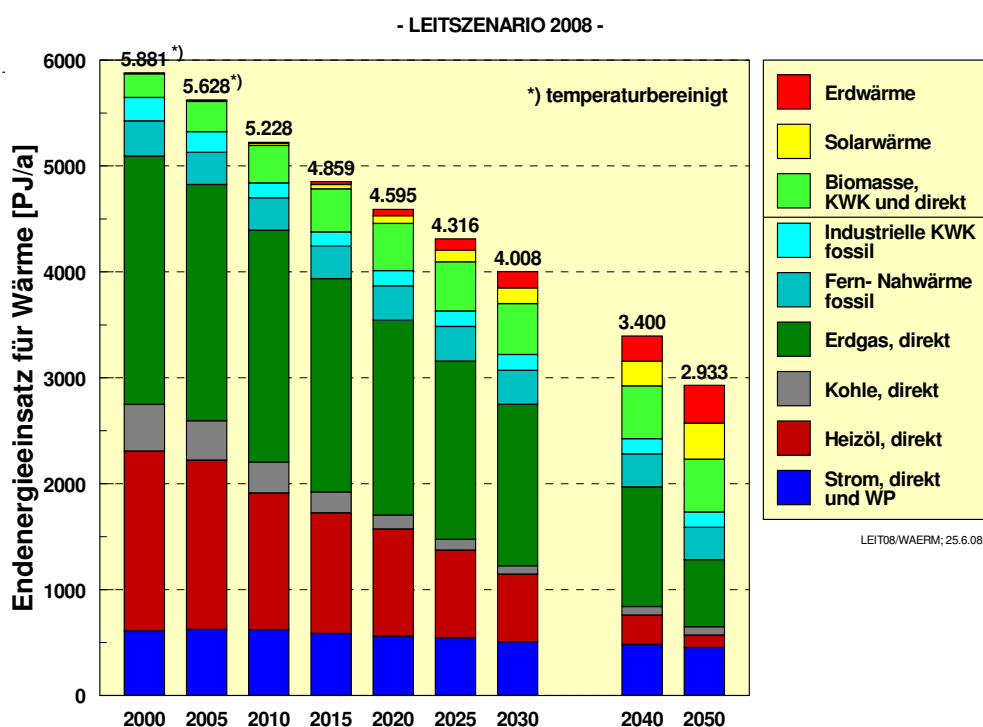


Abbildung 3.21: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern

Wegen der großen Potenziale ermöglicht allein die Effizienzstrategie (Gebäudesanierung, KWK-Ausbau; relativ stärkerer Rückgang von Heizöl im Vergleich zu Erdgas) eine beachtliche Verminderung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor. Von den insgesamt zwischen 2005 und 2050 vermiedenen 260 Mio. t CO₂/a im Wärmebereich stammen 79% aus der Minde-

⁸ Alle Prozentwerte im Wärmebereich berücksichtigen nicht den Einsatz von Strom für Wärmezwecke, beziehen sich also nur auf den Einsatz fossiler Brennstoffe und erneuerbarer Energien.

rung des Energieeinsatzes zur Wärmeerzeugung. Ohne eine erfolgreiche Mobilisierung dieser Minderungspotenziale ist daher eine effiziente Klimaschutzstrategie im Wärmesektor nicht zu erreichen. Sie setzt zudem auch die Erdgasmengen frei, die im Stromsektor für eine effiziente KWK-Strategie benötigt werden.

Die Struktur der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien zeigt, welche Herausforderungen diese Ausbaustrategie mit sich bringt. Der heutige Beitrag der EE besteht zu knapp 70% aus Einzelanlagen mit überragender Dominanz von Biomasse-Einzelheizungen (**Abbildung 3.22**). In dieses Segment wachsen zwar Solarkollektor- und Erdwärmepumpen hinein, allerdings sind deren Potenziale bei Einzelanlagen begrenzt.

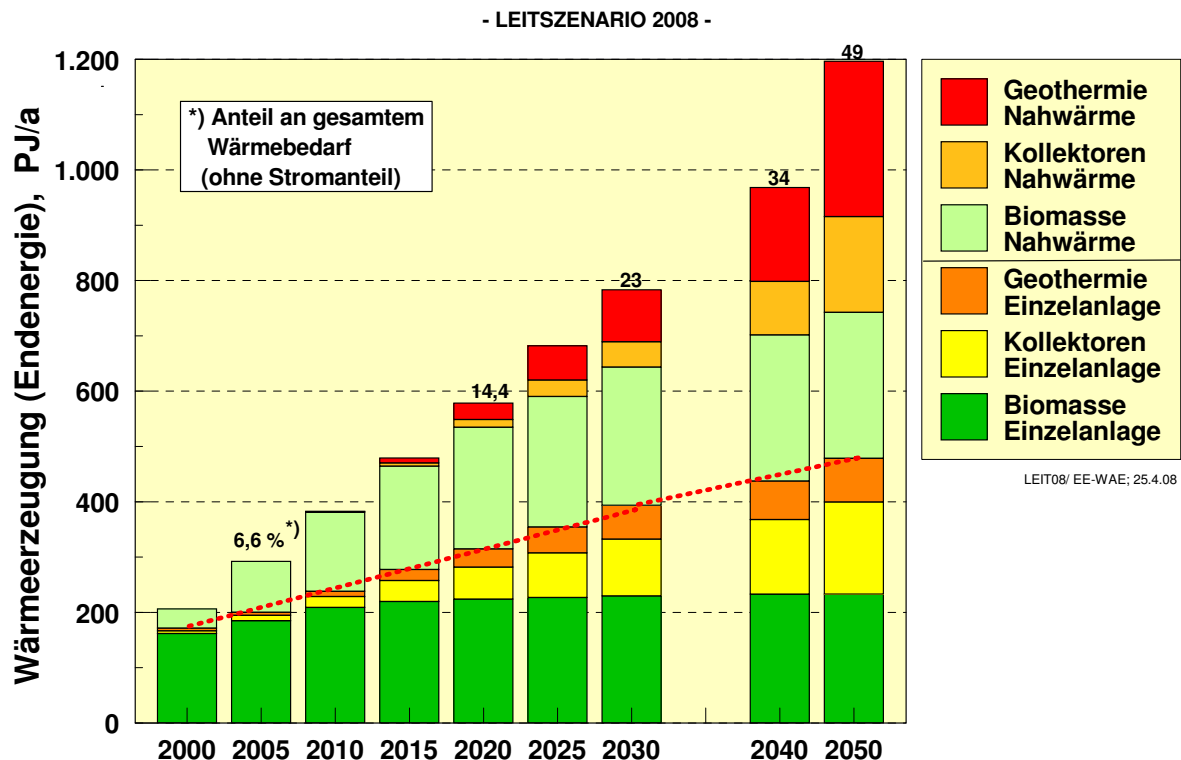


Abbildung 3.22: Struktur der erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs im LEITSZENARIO 2008

Der absolute Beitrag von EE-Einzelanlagen wächst dadurch bis 2050 „nur“ um das 2,4-fache des heutigen Werts (gestrichelte Linie). Deutlich stärker steigt die Wärmebereitstellung mittels Nahwärmanlagen und zwar von derzeit ca. 90 PJ/a auf 265 PJ/a in 2020 und 720 PJ/a in 2050. Zu diesem Zeitpunkt dominieren also Nahwärmanlagen mit 60% Anteil den EE-Wärmemarkt deutlich. Um obigen Zubau zu erreichen, sind die in **Abbildung 3.23** dargestellten jährlichen Leistungszuwächse erforderlich. Dabei ist unterstellt, dass die bis 2000 installierten Anlagen sukzessive bis 2020 komplett ersetzt werden. Der derzeitige Umsatz liegt bei rund 4 000 MW_{th}/a und besteht zur Hälfte aus Biomasse-Einzelheizungen (enthalten sind hierin auch reine Heizwerke). Der Umsatz an Biomasse- und Biogasanlagen wird nach dem rasanten Anstieg der letzten fünf Jahre in Zukunft deutlich geringer steigen und sich bei rund 4 000 MW_{th}/a einpendeln. Ein deutliches Wachstum ist für Solar- und Geothermieranlagen zu erwarten. Bis 2020 steigt der Gesamtumsatz auf 9 000 MW_{th}/a. 50% des Marktes in 2020 bestehen dann aus Solarkollektoranlagen mit einem merklichen Anteil von Nahwärmanlagen. Der Solarkollektormarkt wächst im LEITSZENARIO 2008 bis 2020 auf

4 300 MW_{th}/a und beträgt dann das Siebenfache des heutigen Volumens. Bis 2030 steigt er weiter auf 5 600 MW_{th}/a, insbesondere wegen des Wachstums solarer Nahwärmanlagen. Relativ gesehen noch rasanter wächst der Markt für Geothermieanlagen (Wärmepumpen und hydrothermale Anlagen)⁹; sein Volumen beträgt im Jahr 2020 mit 1 000 MW_{th}/a gut das Fünfzehnfache des heutigen Umsatzes.

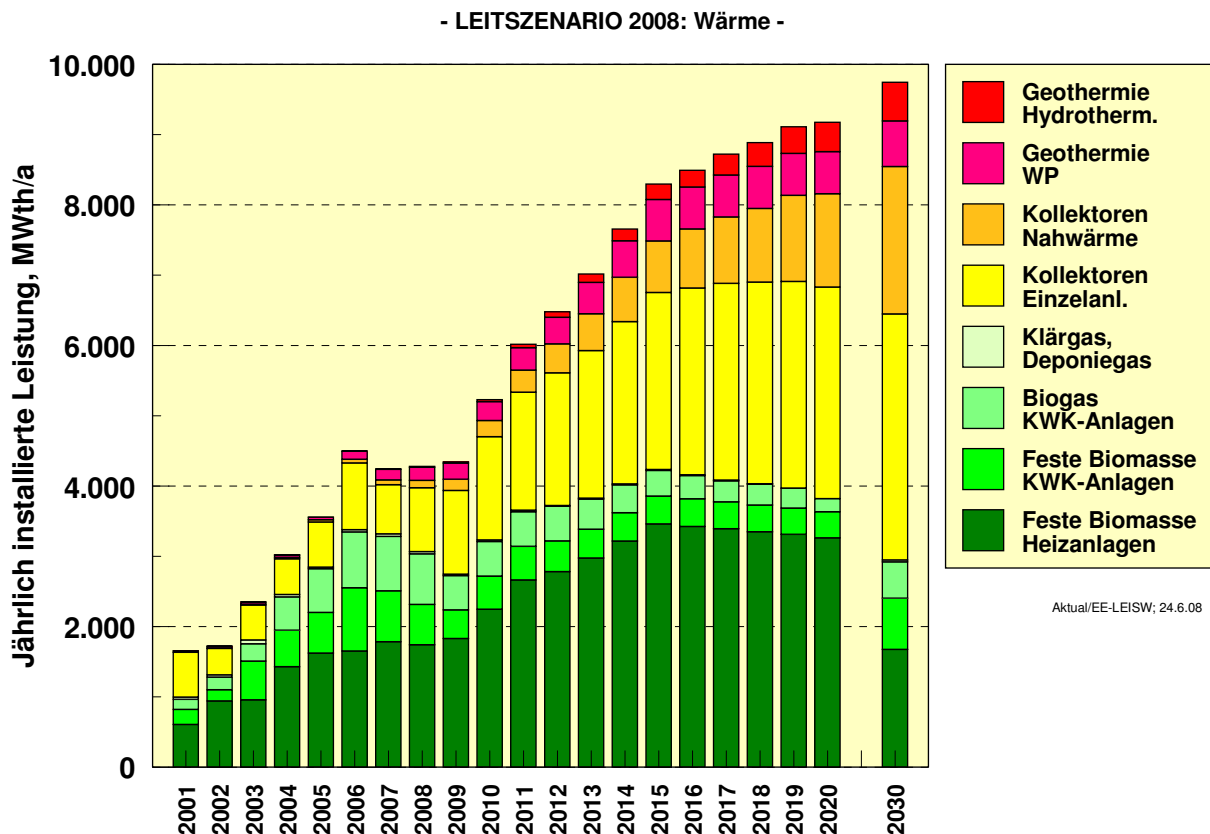


Abbildung 3.23: Jährlicher Umsatz an thermischer EE-Leistung (Neubau und Ersatz) im LEITSZENARIO 2008 nach Technologien bis 2020 und in 2030; (Kollektoren mit 0,7 kW/m² umgerechnet; bei KWK-Anlagen jeweils gesamte thermische Leistung, „Biomasse Heizanlagen“ enthält Einzelheizungen und Heizwerke)

Nach 2020 steigt das Marktvolumen des Wärmemarkts weiter, da die Nachfrage weiter wächst und zusätzlich ein erheblicher Ersatzbedarf entsteht. In 2030 werden knapp 10 000 MW_{th}/a und in 2050 rund 16 000 MW_{th}/a an thermischen EE-Anlagen umgesetzt, also das gut Vierfache des heutigen Wertes. Vergleicht man Abbildung 3.23 mit der entsprechenden Abbildung für den Stromsektor (Abbildung 3.12), so erkennt man, dass der Markt für EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung in eine noch stärkere Wachstumsdynamik eintreten muss als es EE-Anlagen im Stromsektor in der Vergangenheit erlebt haben. Dazu muss jedoch das gesamte Förderinstrumentarium den eingangs erläuterten Ansprüchen genügen.

⁹ Von den Aufwendungen zur Abwärmenutzung aus hydrothermalen und Hot-Dry-Rock-Anlagen zur Stromerzeugung sind in obiger Abbildung nur die Nahwärmenetze enthalten.

3.7 Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050

Der Energieverbrauch des Verkehrs ist im Jahrzehnt 1990 – 2000 deutlich gestiegen, danach zeigte er erste Sättigungstendenzen. Seit 2002 ist er etwa konstant (2002: 2672 PJ/a; 2007: ca.2620 PJ/a). Wegen des angenommenen weiteren Anstiegs der Verkehrsleistungen, der insbesondere im Güter- und im Luftverkehr deutlich ausfällt, werden absehbare spezifische Effizienzverbesserungen weitgehend kompensiert [UBA 2006]. Weiter behindert wird ein Rückgang des Kraftstoffverbrauchs durch den Trend zu immer größeren Fahrzeugen im Individualverkehr und zu höherem Komfort sowie aufwändiger Sicherheitstechnik mit einhergehendem wachsendem Energiebedarf. Die EU-Vorgaben zur Minderung der CO₂-Emissionen werden aber zukünftig einen wachsenden Druck auf den spezifischen Kraftstoffverbrauch ausüben. Auch die gestiegenen Kraftstoffpreise werden den Trend zu sparsameren Fahrzeugen verstärken und damit dämpfend auf den Kraftstoffverbrauch wirken.

Aus diesen Gründen fällt der im LEITSZENARIO 2008 errechnete Verbrauchsrückgang insgesamt relativ gering aus (**Abbildung 3.24**). Trotz Verbesserungen im mittleren spezifischen Kraftstoffverbrauch der gesamten Fahrzeugflotte um 25% im Individualverkehr und um 20% im Straßengüterverkehr wird bis 2020 nur ein Rückgang des Gesamtverbrauchs um 10% erreicht. Infolge des starken Wachstums der Verkehrsleistung entfaltet die Effizienzstrategie im Verkehrssektor - im Gegensatz zum Wärmesektor - also eine deutlich geringere Wirkung. Bis 2050 wird von einem Rückgang des spezifischen Verbrauchs im Individualverkehr von insgesamt 42% gegenüber 2005 ausgegangen, im Güterverkehr von 35% und im Luftverkehr von 32%. Damit beläuft sich die Energienachfrage im Verkehr im Jahr 2050 auf 1 880 PJ/a, was 73% des Wertes von 2005 entspricht. Die gesamte PKW-Fahrzeugflotte hat dann einen mittleren spezifischen Verbrauch von rund 3,8 l/100km.

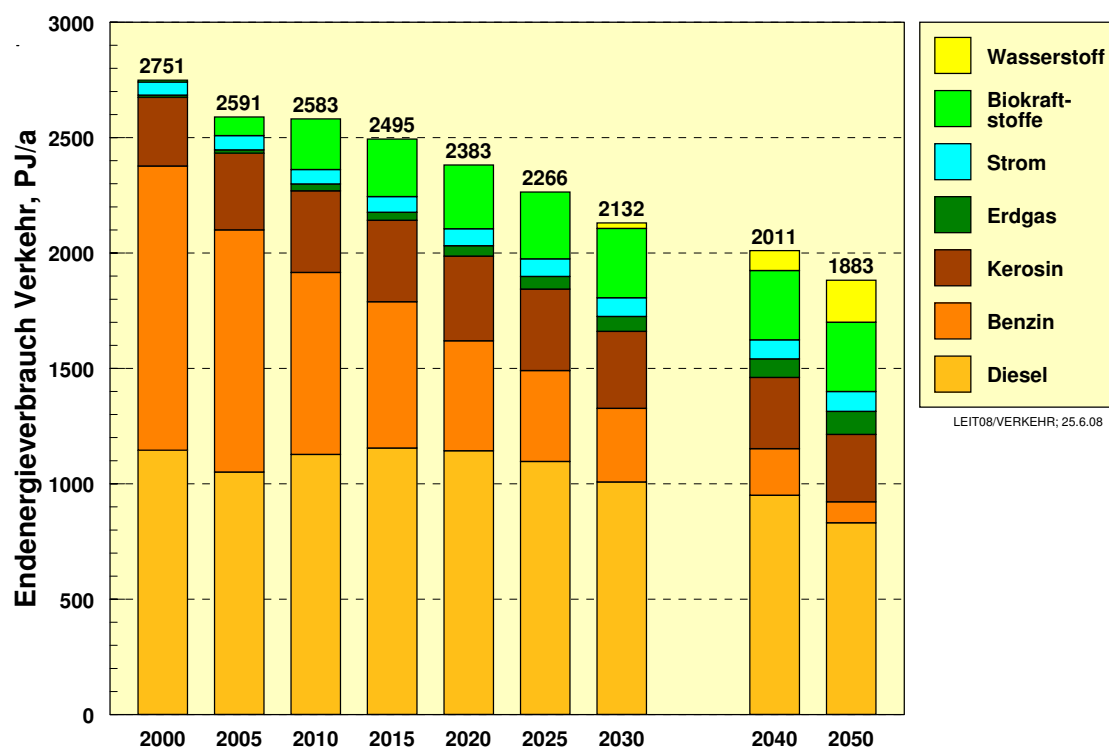


Abbildung 3.24: Energieeinsatz im Verkehr im LEITSZENARIO 2008 nach Kraftstoffarten

Erst vor dem Hintergrund einer wesentlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen ist die substantielle Einführung biogener Kraftstoffe – deren Bereitstellung im Vergleich zur stationären Nutzung der Biomasse mit größerem Aufwand und Verlusten verbunden ist und deren CO₂-Vermeidungskosten relativ hoch sind [WBA 2007] – eine zu empfehlende Strategie. Deshalb und wegen der beschränkten Reduktionspotenziale an Treibhausgasen [BFE 2007] der derzeit und in absehbarer Zeit genutzten Kraftstoffe der „1. Generation“, sollte die Ausweitung von Biokraftstoffen vorsichtig gehandhabt werden (vergleiche auch Abschnitt 3.2). Diese Erkenntnis hat sich auch in der modifizierten Bioenergiestrategie des BMU niedergeschlagen [Müller 2008]. Unter dem Vorrang einer nachhaltigen Nutzung von Bioenergie wird jetzt für den Kraftstoffbereich ein Ausbauziel von 12% für das Jahr 2020 angestrebt. Dies entspricht – unter Berücksichtigung der Treibhausgasemissionen bei der Herstellung von Biokraftstoffen – einer Netto-Klimaschutzquote von rund 7%.

Das sehr starke Wachstum der Biokraftstoffe bis 2006, welches durch die Steuerbefreiung, danach von der Zumischungsquote induziert worden war, setzt sich deshalb nicht mehr in dem Ausmaß fort (**Abbildung 3.25**). Im Jahr 2010 wird ein Anteil am gesamten Kraftstoffverbrauch von 8,7 % erreicht. Kraftstoffe der ersten Generation steigen danach aber nicht mehr, es beginnt stattdessen der Einstieg in die Nutzung von Biomethan und BTL-Kraftstoffen (2. Generation). Bis 2020 wird im LEITSZENARIO 2008 ein Anteil von 12% erreicht (bzw. 14,6% des Verbrauchs für den Straßenverkehr). Kraftstoffe der zweiten Generation leisten dann schon einen merklichen Beitrag. Nach 2020 verlangsamt sich der Zuwachs der biogenen Kraftstoffe entsprechend den im Abschnitt 3.2 dargelegten Potenzialgrenzen. Ihr Anteil wächst bis 2030 auf 14% und bis 2050 auf 16% des gesamten Kraftstoffbedarfs.

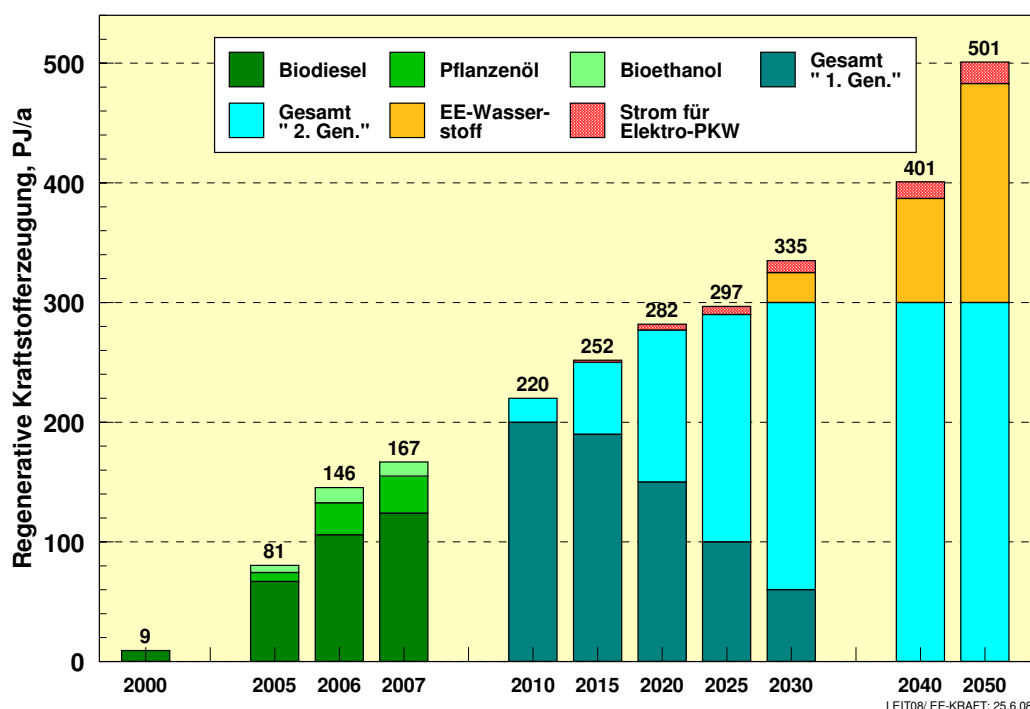


Abbildung 3.25: Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Kraftstoffbedarfs im LEITSZENARIO 2008 (einschl. EE-Strom für Individualverkehr ab 2015)

Zusätzlich zu den begrenzten Potenzialen von Biokraftstoffen kommen jedoch weitere Energieträger auf der Basis von EE für den Verkehrssektor in Frage. Da ab 2025 kostengünstige (Überschuss-) Elektrizität aus EE bereitstehen wird, kann dann auch mit der Bereitstellung konkurrenzfähigen Wasserstoffs aus der Wasserelektrolyse gerechnet werden. Diese Möglichkeit gewinnt vor dem Hintergrund der in Zukunft zu erwartenden hohen Kraftstoffpreise wieder an Bedeutung. Bis 2050 kann „solarer“ Wasserstoff auch mengenmäßig relevant werden. Dahinter steht die Überlegung, dass bei weiterer Steigerung des Anteils der EE am Gesamtenergiebedarf deutlich über 50% hinaus, die Wasserstoffherstellung das günstigste Speicher- und Ausgleichsverfahren für große Mengen an EE-Strom darstellen dürfte. Das rechtfertigt seine allmähliche Markteinführung etwa ab dem Jahr 2030 [UBA 2006]. In Kombination mit dem Beitrag biogener Kraftstoffe steigt der Beitrag der von Kraftstoffen aus EE am gesamten Kraftstoffverbrauch auf 16% im Jahr 2030 und auf 27% im Jahr 2050.

Eine weitere Option ist die Nutzung von Elektrizität im Individualverkehr. Hierzu werden in jüngster Zeit, ausgehend von der Hybridisierung von Fahrzeugen („Plug-in-Hybrid“) und sichtbaren Fortschritten in der Batterietechnologie, zahlreiche Konzepte und Einführungsstrategien diskutiert. Für eine längerfristig intensive Nutzung der EE im Verkehrsbereich ist diese Option von großer Bedeutung, da zum einen das große Potenzial der Solarstrahlung für den Verkehrsbereich erschlossen werden könnte und zum anderen mit dem „Stromverbraucher“ Batterie eine ausgezeichnete Form des Lastmanagements für fluktuierend angebotene Elektrizität aus EE zur Verfügung steht. Im LEITSZENARIO 2008 wird diese Option in einer zurückhaltenden Weise berücksichtigt. Es wird von einem Anteil elektrobetriebener PKW von 1,5% an der Gesamtfahrleistung des Individualverkehrs in 2020 ausgegangen, der bis 2050 auf 6% steigt. Die dafür benötigte EE-Strommenge ist mit 5 TWh/a in 2050 noch relativ gering. Eine stärkere Nutzung dieser Option wird in der Szenariovariante E3 behandelt.¹⁰ Im Zusammenwirken des EE-Ausbaus mit den Effizienzmaßnahmen beträgt der fossile Beitrag zur Kraftstoffbereitstellung mit rund 1 300 PJ/a im Jahr 2050 noch 50% des Verbrauchs von 2005. Der Verkehrssektor wäre damit aus seiner derzeitigen extremen Abhängigkeit vom Öl bereits in beträchtlichem Maße befreit.

Wie in Abschnitt 3.2 bereits dargelegt wird ein Teil der benötigten biogenen Kraftstoffe derzeit importiert. Das wird auch in naher Zukunft der Fall sein, dürfte aber nicht das Ausmaß erreichen, die noch vor einiger Zeit unterstellt wurden. Auch die Intensität und Glaubwürdigkeit von Zertifizierungsverfahren wird einen großen Einfluss darauf haben. Im LEITSZENARIO 2008 wird der langfristige Anteil an Biokraftstoffen so bemessen, dass er aus Potenzialsicht auch im Inland bereitgestellt werden könnte. Damit wird zum Ausdruck gebracht, dass die EU insgesamt zukünftig eine Energiepolitik verfolgen sollte, die an die Nutzung biogener Ressourcen sehr strenge Kriterien einer nachhaltigen Bewirtschaftung der erforderlichen landwirtschaftlichen Flächen anlegt. Dazu gehört auch, dass Importe aus anderen Regionen mit hohem Biomassepotenzial, aber unzulänglichen oder sogar klimaschädigenden Anbaumethoden¹¹ ausgeschlossen werden. Um mittelfristig trotzdem einen beträchtlichen Anteil von EE im Verkehrssektor zu erreichen, sollte daher gerade hier großer Wert auf die Durchsetzung hoher Effizienzstandards für zukünftige Fahrzeuge gelegt werden.

¹⁰ Es sei darauf hingewiesen, dass im Jahr 2050 auch der Stromverbrauch für den schienenengebundenen Verkehr zu 80% aus EE-Strom besteht. Die daraus resultierende CO₂-Minderung wird im Stromsektor bilanziert.

¹¹ Am 14. Mai 2008 ist die brasilianische Umweltministerin aus Protest gegen die unzulängliche Natur- und Umweltschutzpolitik ihrer Regierung zurückgetreten. Brasilien könnte also ein derartiger Testfall werden.

4 Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008

4.1 Investitionsvolumen der Ausbaustrategie

Die jährlich zu installierenden Leistungen (vgl. Abbildung 3.12 und Abbildung 3.23) bestimmen in Kombination mit den spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen der Einzeltechnologien das durch den Ausbau der EE mobilisierte Investitionsvolumen. Es ist ein erster Indikator dafür, welchen Stellenwert ein derartiger Ausbau in der Volkswirtschaft hat. Für den Stromsektor sind die jährlichen Investitionsvolumina in **Abbildung 4.1** zusammengestellt. In den letzten fünf Jahren hat sich das Investitionsvolumen für alle EE-Technologien der Stromerzeugung etwa verdoppelt und belief sich im Jahr 2007 auf 8,5 Mrd. €₂₀₀₅/a.¹² Gegenüber 2006 hat es sich kaum verändert. Dieser Anstieg war bis 2003 insbesondere von der Windkraft verursacht worden, der weitere Anstieg bis 2007 ist auf den starken Ausbau der Biomasse und der Fotovoltaik zurückzuführen. Letztere bewirkte in 2007 allein 4,5 Mrd. €/a an Investitionen.

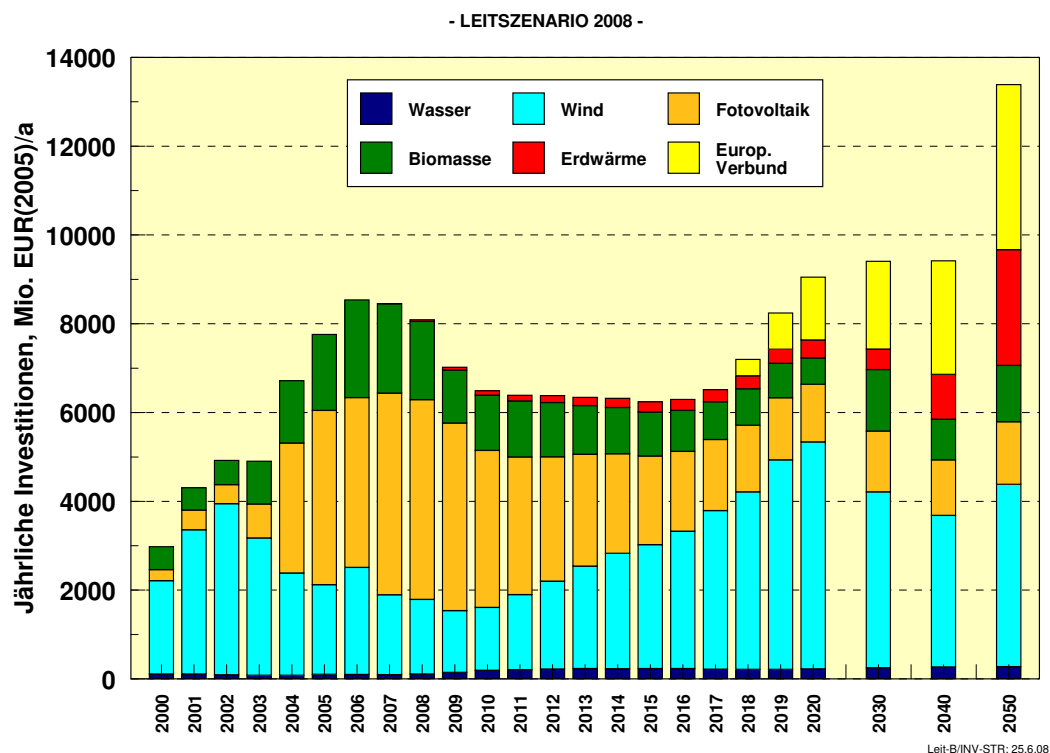


Abbildung 4.1: Jährliches Investitionsvolumen im LEITSZENARIO 2008 für den Stromsektor nach Einzeltechnologien

In den nächsten Jahren wird das inländische Investitionsvolumen zunächst infolge des Rückgangs der Investitionen in die Windenergie eine fallende Tendenz aufweisen, nach 2010 macht sich auch die zurückgehenden Investitionen der Biomasse und der Fotovoltaik bemerkbar. Bei letzterer wirkt sich insbesondere die relativ starke Kostendegression aus. Das

¹² Alle Kostenangaben sind, wenn nicht anderes vermerkt ist, reale Kosten auf Preisbasis 2005.

Investitionsvolumen erreicht im Jahr 2015 ein Minimum von 6,3 Mrd. €/a, danach steigt es wieder deutlich infolge des stark wachsenden Ersatz- und Modernisierungsbedarfs. Im Jahr 2020 wird mit 9,1 Mrd. €/a der Wert der Jahre 2006 und 2007 leicht übertroffen. Die wesentlich größeren Mengenumsätze zu diesem Zeitpunkt kompensieren also die bis dahin eingetretenen Kostendegressionen. Mit dem weiter wachsenden Beitrag der EE an der Energieversorgung steigt auch das Investitionsvolumen längerfristig, schwankt aber in Abhängigkeit der Ersatzzyklen der einzelnen Energietechnologien. Ab etwa 2020 wird ein wachsender Teil der Investitionen in Anlagen getätigt die innerhalb des europäischen Stromverbunds Strom nach Deutschland liefern. Sie sind hier den inländischen Investitionen zugeschlagen worden.

Im Wärmesektor liegen die getätigten Investitionen einschließlich der Investitionen in Nahwärmenetze derzeit bei 3,7 Mrd. €/a¹³ (**Abbildung 4.2**). Davon sind 0,7 Mrd. €/a Investitionen in Nahwärmenetze. Die Investitionen haben sich, wegen des starken Wachstums der Biomasse (nur Einzelanlagen und reine Heizwerke) in den letzten fünf Jahren mehr als verdoppelt. Mittelfristig steigt das Investitionsvolumen leicht an auf ca. 4,5 Mrd. €/a, wobei die wachsenden Investitionen in Solarkollektor- und Erdwärmeanlagen diejenigen der zurückgehenden Biomasse kompensieren. Nach 2020 ist wegen des unterstellten deutlichen Wachstums des Solarkollektormarkts eine deutliche Steigerung auf rund 8 Mrd. €/a zu erwarten. Dieses starke Wachstum, das insbesondere durch den Ausbau der solaren Nahwärmeversorgung entsteht, überkompensiert die auch hier vorhandenen Kostendegressionen.

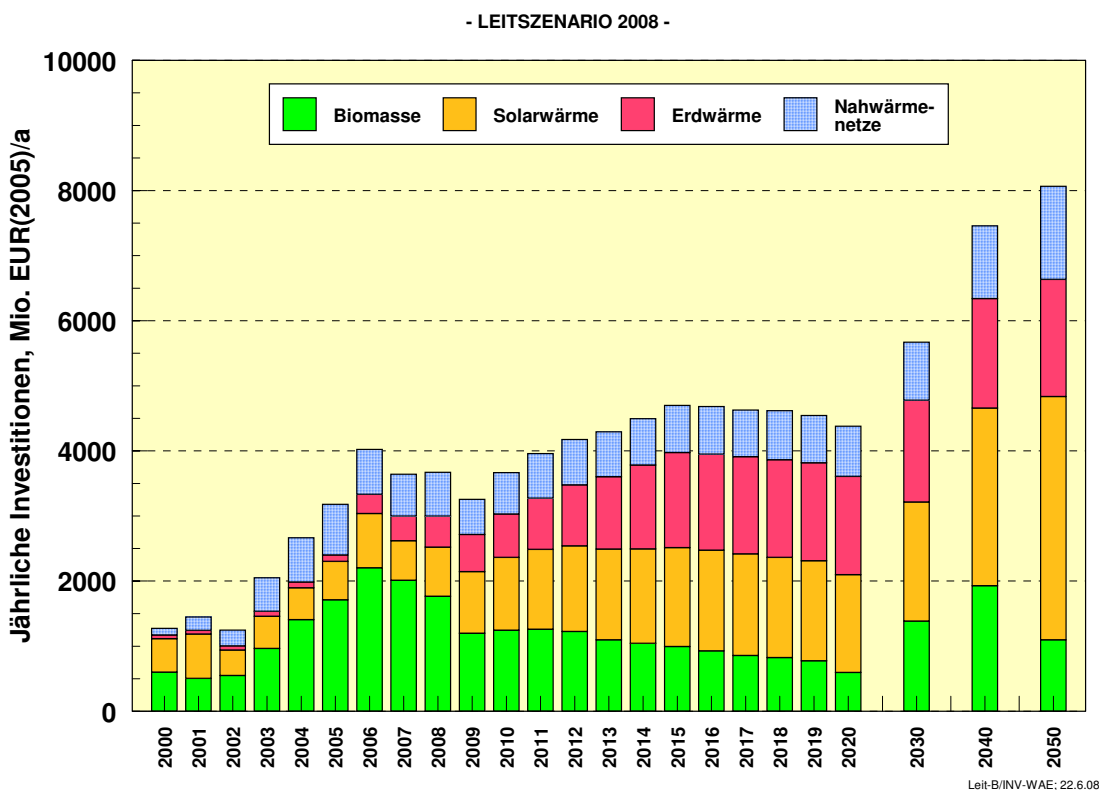


Abbildung 4.2: Jährliches Investitionsvolumen im LEITSZENARIO 2008 für den Wärmesektor nach Einzeltechnologien

¹³ In der Summe belaufen sich die Investitionen für strom- und wärmeerzeugende Anlagen im Jahr 2007 auf 11,5 Mrd. €/a. In [BMU 2008a] werden 10,7 Md. €/a genannt. Die Ursachen für diese Unterschiede liegen in teilweise unterschiedlichen Abgrenzungen insbesondere im Bereich der Biomasse.

Im Zeitraum 2008 bis 2020 belaufen sich die kumulierten Investitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Strom und Wärme mittels EE auf insgesamt 160 Mrd. €. Davon entfallen 91 Mrd. € auf den Strombereich und 69 Mrd. € auf den Wärmebereich (einschließlich Nahwärmenetze). Den größten Anteil daran hat die Biomasse mit 50 Mrd. €, wenn die Investitionen in strom- und wärmeerzeugende Anlagen zusammengefasst werden. Es folgt die Windenergie mit 36 Mrd. €, gefolgt von der Fotovoltaik mit 33 Mrd. € und von Solarkollektoren mit 18 Mrd. €.

Fasst man die jährlichen Investitionen von strom- und wärmeerzeugenden Anlagen zusammen, so bleibt das jährliche Investitionsvolumen mit rund 11 bis 12 Mrd. €/a bis etwa 2015 ungefähr konstant. Zwischen 2020 und 2040 steigt es auf rund 15 Mrd. €/a und wächst nochmals langfristig bis 2050 auf rund 20 Mrd. €/a. Diese Zahlenwerte machen deutlich, dass eine Entwicklung gemäß dem LEITSZENARIO 2008 auch gleichzeitig die Untergrenze des zukünftigen Ausbaus der EE sein sollte, damit der Inlandsmarkt die Fähigkeit zu seiner weiteren Stabilisierung auf der Basis eines etwa gleichbleibendem Investitionsvolumen (Strom- und Wärmemarkt) aufrechterhalten kann. Damit festigen sich auch die Chancen die Technologieführerschaft in vielen Bereichen zu behalten und den Aufbau von Exportmärkten weiter zu betreiben. Dies bestätigt nochmals die Bedeutung des politisch gesetzten Ziels, eines Anteils von 18% der EE am Endenergieverbrauch des Jahres 2020.

4.2 Energiegestehungskosten erneuerbarer Energien

Ein wesentlicher Grund der staatlichen Förderung erneuerbarer Energien resultiert aus der Erkenntnis, dass diese Technologien beträchtliche Kostensenkungspotenziale besitzen. Diese können jedoch nicht ausschließlich durch F+E-Anstrengungen mobilisiert werden. Vielmehr muss parallel dazu ein dynamisches Marktwachstum angestoßen und über eine längere Zeit aufrechterhalten werden, damit die produktionsseitigen Lerneffekte unter realen Bedingungen, also durch ein ausreichend hohes Mengenwachstum, mobilisiert werden können. Im Modell ARES (Ausbau regenerativer Energiesysteme) werden diese technologiespezifischen Lerneffekte durch Lernkurven abgebildet, wobei die entsprechenden Lernfaktoren aus der (früheren) Entwicklung anderer Technologien, aber auch aus der teilweise schon über mehr als ein Jahrzehnt erfolgten Entwicklung der EE selbst abgeleitet werden. Die Kosten der Stromerzeugung aus Windenergie- und Fotovoltaikanlagen konnten so zwischen 1985 und 2005 auf rund ein Drittel gesenkt werden. Am Beispiel der Windenergie ist dies in **Abbildung 4.3** getrennt für Windkraftanlagen an Land und auf See dargestellt. Während Windkraftanlagen auf Land ihre Kostendegression schon weitgehend durchlaufen haben und der weitere Ausbau zu mittleren Gestehungskosten knapp unter 6 ct/kWh_{el} führen dürfte, kann die von einem Niveau um 15 ct/kWh_{el} beginnende Kostendegression von Offshore-Windkraftanlagen längerfristig auf ein Drittel dieser Kosten, also um 5 ct/kWh_{el} führen.

Die Wärmegestehungskosten aus Solarkollektoren sanken „nur“ um etwa den Faktor Zwei, da hier bisher kein ähnlich wirksames Instrument wie das EEG das Marktwachstum stimuliert hat. Der Verlauf der Stromgestehungskosten der Windenergie zeigt auch, dass die Lernkurven nach einer rasanten Marktentwicklung allmählich abflachen, da ein Großteil der mobilisierbaren Kostendegressionen dann ausgeschöpft ist. Die Berücksichtigung dieser dynamischen Entwicklung ist ein wesentlicher Bestandteil der Szenariengestaltung, da nur so realistische Erkenntnisse über die entsprechenden Vorleistungen, insbesondere aber auch über den ökonomischen Gewinn des Einsatzes der EE-Technologien nach Unterschreiten der Energiepreise herkömmlicher Energien gewonnen werden können.

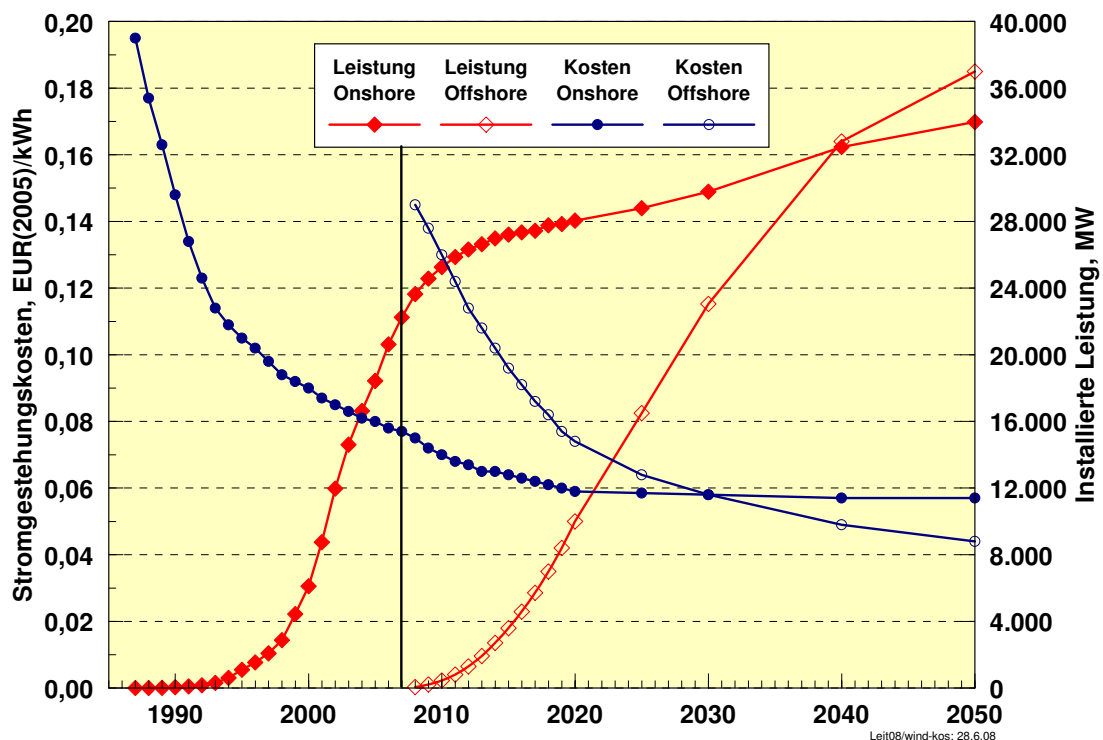


Abbildung 4.3: Verlauf der Stromkosten für Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen und jeweilige kumulierte Leistung im LEITSZENARIO 2008

Der Ausbau gemäß LEITSZENARIO 2008 führt zu weiteren Kostensenkungen für die meisten EE-Technologien, insbesondere bei denjenigen, die noch am Beginn ihrer energiewirtschaftlich relevanten Markteinführung stehen. Für den Strombereich ist die entsprechende Entwicklung für Neuanlagen in **Abbildung 4.4** dargestellt. Weitere deutliche Kostendegressionen zeigen die Fotovoltaik, die (Offshore-) Windenergie und die Geothermie. Bei letzterer, wie auch bei den Technologien der Nutzung von Biomasse, die Strom und Nutzwärme in KWK-Anlagen bereitstellen, werden die Stromgestehungskosten zusätzlich durch steigende Wärmegutschriften reduziert. Für die Biomasse ist zusätzlich die Kostenentwicklung der Brennstoffe von Bedeutung, die generell eine steigende Tendenz hat.

Für die EE-Technologien zur Stromerzeugung stellen sich längerfristig Gestehungskosten zwischen 4 und 8 ct/kWh_{el} ein, wobei dieser Wert bei Biomasse-Anlagen und bei Strom aus Erdwärme relativ stark von der Höhe der Wärmegutschrift abhängen. Lediglich die Fotovoltaik wird in mitteleuropäischen Breiten auch dann noch bei 10 ct/kWh_{el} liegen. Eine Ausnahme stellt auch die Wasserkraft dar, bei der die Stromgestehungskosten neuer bzw. modernisierter Anlagen in Zukunft leicht steigen werden. Die durchschnittlichen Kosten der im LEITSZENARIO 2008 installierten Neuanlagen lagen in 2007 bei 11 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik bei 8,5 ct/kWh_{el}). Auf Grund des derzeit deutlichen Wachstums von Fotovoltaik- und Biogasanlagen sowie der bevorstehenden Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen werden sie bis 2012 auf etwa 12 ct/kWh_{el} steigen. Bis 2020 sinken sie dann kontinuierlich auf 8,0 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik 7,3 ct/kWh_{el}), bis 2030 auf 6,7 ct/kWh_{el} (6,4 ct/kWh_{el}) und weiter bis 2050 auf 5,5 ct/kWh_{el}.

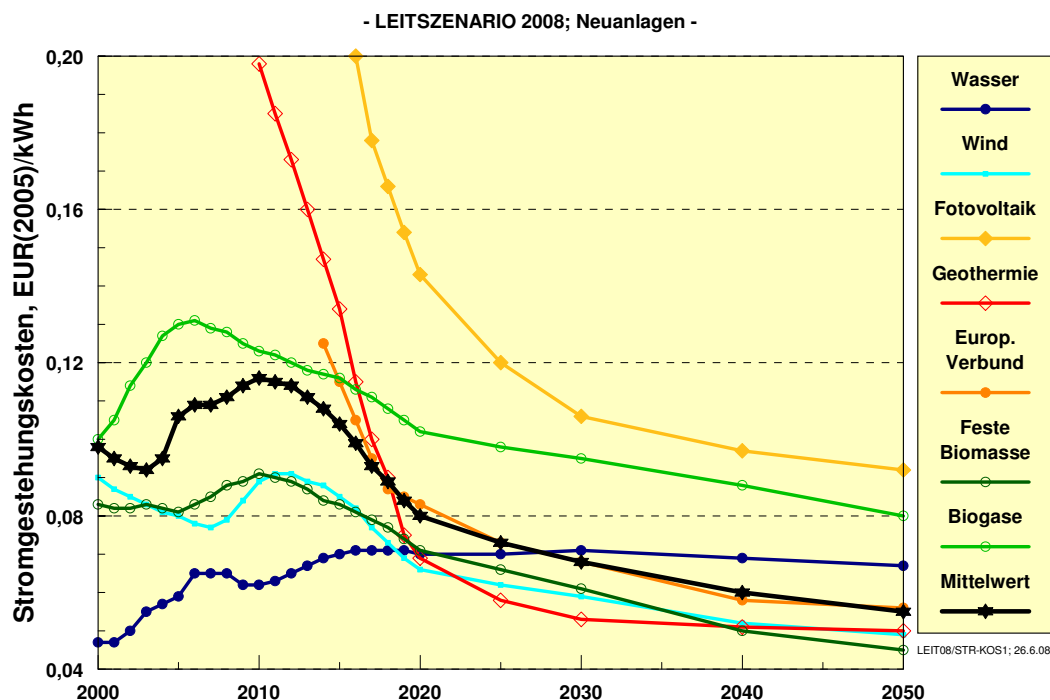


Abbildung 4.4: Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Technologien bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im LEITSZENARIO 2008 (Geldwert 2005; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien; Nullpunkt unterdrückt)

Von entscheidender Bedeutung ist, dass diese Kostenentwicklung im Vergleich zu einer rohstoffbasierten Energieversorgung langfristig kalkulierbar ist, da sie lediglich durch technologische Entwicklungen und den dazu erforderlichen Kapitaleinsatz, aber nur sehr gering durch sich verknappende Ressourcen oder geopolitisch kritische Entwicklungen beeinflusst wird. Die aktuellen Preissteigerungen beim Rohöl belegen dies eindrucksvoll. Diese Stabilität ist für die erfolgreiche Entwicklung von Volkswirtschaften, insbesondere wenn sie sich, wie in Schwellen- und Entwicklungsländern noch in der Aufbauphase befinden, von nicht zu überschätzender Bedeutung. Aus energiepolitischer Sicht wesentlich ist auch, dass der Großteil der Kostensenkungen bis etwa 2020 erfolgt sein wird. Diese dürften aus heutiger Sicht ausreichen, die meisten EE-Technologien bis zu diesem Zeitpunkt gegenüber der fossilen Stromerzeugung voll konkurrenzfähig werden zu lassen.

In Abbildung 4.4 ist die Kostenentwicklung der jeweiligen Neuanlagen des betreffenden Jahres dargestellt worden. Von Interesse sind auch die Kosten des Gesamtbestands an Alt- und Neuanlagen in einem bestimmten Jahr (**Abbildung 4.5**). Für die Mittelwerte des EE-Mixes sind diese Kosten der Kostenkurve der Neuanlagen gegenübergestellt worden. Der große Anteil älterer Wasserkraftanlagen mit günstigen Stromgestehungskosten um 3 ct/kWh_{el} führte noch um 2000 zu Kosten des EE-Gesamtbestands um 5 ct/kWh_{el}. Inzwischen liegt dieser Wert wegen des Hinzutretens teurerer EE-Neuanlagen bei 9,3 ct/kWh_{el} und steigt bis 2012 noch auf 10,3 ct/kWh_{el}. Nach 2015 werden die jeweiligen Neuanlagen kostengünstiger als der Gesamtbestand des betreffenden Jahres. Der Gesamtbestand folgt also danach der weiteren Kostensenkung der Neuanlagen. Mit geringer werdenden Lernfaktoren gleichen sich die beiden Kurven immer mehr an.

Der Einfluss der noch relativ teuren Fotovoltaik auf die beiden Kostenverläufe wird durch die gestrichelten Kurven in Abbildung 4.5 dargestellt. Die Kostendifferenz des Mittelwertes mit

und ohne Fotovoltaik ist mit rund 2,2 ct/kWh_{el} in der derzeitigen Phase des starken Wachstums der Fotovoltaik nicht unerheblich. Der Mittelwert der Bestandsanlagen ohne Fotovoltaik steigt nicht über 8 ct/kWh_{el}, der von Neuanlagen nicht über 9,4 ct/kWh_{el}. Mit zunehmender Kostenreduktion der Fotovoltaik verringert sich aber die Kostendifferenz deutlich und beträgt in 2030 nur noch 0,6 ct/kWh_{el} beim Gesamtbestand und 0,4 ct/kWh_{el} bei Neuanlagen. Er-sichtlich ist, dass beim mittelfristigen Ausbau der Fotovoltaik sehr sorgfältig zwischen indust-rie- und exportpolitischen Gesichtspunkten (Aufbau industrieller Exportfähigkeit; Unterstüt-zung der Mobilisierung weiterer Kostensenkungspotenziale) und energiewirtschaftlichen Ge-sichtspunkten (möglichst günstige Stromkosten des EE-Mixes; nicht zu hoch ansteigende Differenzkosten beim EEG) abgewogen werden muss.

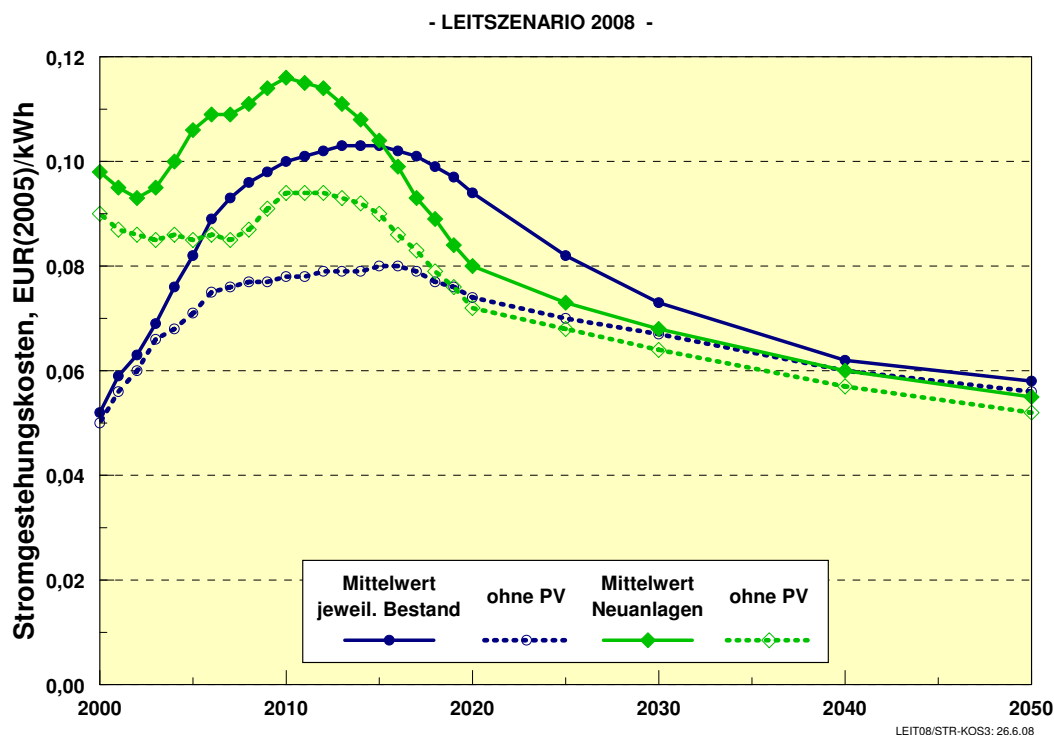


Abbildung 4.5: Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Be-stands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen im LEITSZENARIO 2008 (gestrichelte Kurven je-weils ohne Fotovoltaik)

Für die reine Wärmeerzeugung aus EE sind die Kostenentwicklungen in **Abbildung 4.6** dar-gestellt. Die bis 2000 noch relativ kostspielige Wärme aus kleinen Solarkollektoranlagen liegt heute bereit bei 16 ct/kWh_{th}. Sie können noch deutlich kostengünstiger werden, wenn zu-künftig insbesondere größere Anlagen in Kombination mit Nahwärmenetzen und saisonalen Speichern in größerem Umfang Marktchancen erhalten, die heute bereits bei 10 ct/kWh_{th} liegen, aber größeren strukturellen Hemmnissen unterliegen als Kleinanlagen. Auch Geo-thermiewärme, insbesondere hydrothermale Anlagen, können noch kostengünstiger werden. Biomasseheizungen besitzen kaum Kostensenkungspotenziale. Weitere Fortschritte in der Technologie dürften weitgehend durch tendenziell steigende Brennstoffkosten kompensiert werden. Heizwerke sind einschließlich Netzverteilung etwas kostengünstiger als Einzelhei-zungen. Wegen der derzeit großen Dominanz der Biomasse – und dort der Einzelheizungen – ist der Mittelwert aller ausschließlich Wärme erzeugenden Systeme praktisch mit den Kos-ten der Biomasseeeinzelheizung identisch. Das derzeitige und auch langfristige Kostenniveau der Wärmebereitstellung liegt bei 8 bis 8,5 ct/kWh_{th}.

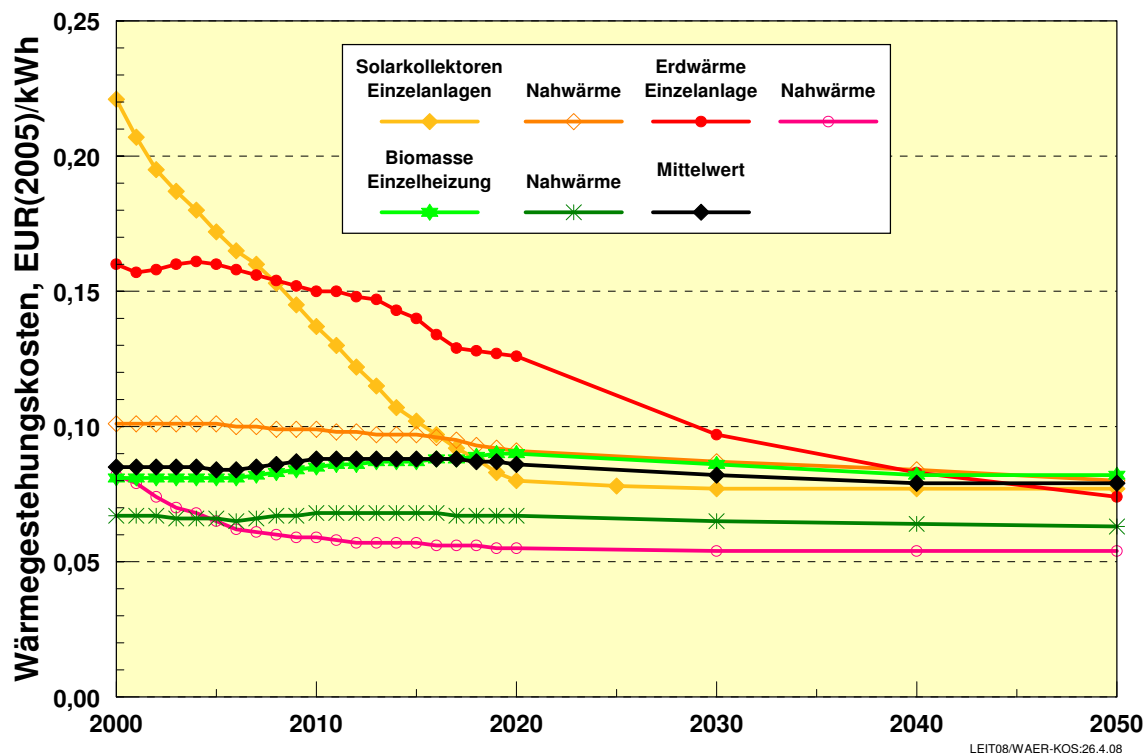


Abbildung 4.6: Kostenentwicklung von Kollektoren, Erdwärme, Biomasseanlagen (jeweils Einzelanlagen und Nahwärmesysteme; Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien; Nahwärmesysteme einschließlich Verteilungskosten) im LEITSZENARIO 2008

4.3 Zukünftige Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke

In **Abbildung 4.7** und **Tabelle 4-1** sind die für die Kraftwerke aus den drei Preispfaden (Abschnitt 2.3) resultierenden Brennstoffpreise zusammengefasst. Diese stellen die Basis für die Ermittlung der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke dar. Sie haben damit auch unmittelbar Rückwirkung auf die anlegbaren Stromkosten und die vom EE-Ausbau hervorgerufenen Differenzkosten. Der Preisanstieg der Energieressource selbst wirkt sich insbesondere bei Erdgas aus, während für Stein- und Braunkohle die Annahmen zum Klimaschutz, ausgedrückt durch die genannten CO₂-Aufschläge, von enormem Einfluss auf die Preisentwicklung sein werden. Vor allem ist Braunkohle betroffen, deren Brennstoffpreise ansonsten kaum steigen würden. Kohlepreise in dieser Höhe sind u. a. auch eine Voraussetzung dafür, dass CO₂-arme Kraftwerke mit CCS-Technologie überhaupt Marktchancen haben, sofern sich die Technologie der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid als machbar erweist [RECSS 2007] (vgl. dazu Szenariovariante D2).

Beim Preispfad A: „Deutlich“ steigt der Erdgaspreis frei Kraftwerk bis 2020 auf 13,4 €/GJ, wovon 20% auf den umgelegten CO₂-Preis zurückzuführen sind. Damit ist der Preis um 80% höher als heute. Der Steinkohlepreis steigt um mehr als das Dreifache auf 9 €/GJ, wovon bereits 65% vom CO₂-Aufschlag stammen. Braunkohle kostet in 2020 mit 5,6 €/GJ das Fünffache, wenn der CO₂-Aufschlag von 38 €/t voll auf den Braunkohlepreis umgelegt wird. Auch wenn die eigentlichen Brennstoffpreise nicht bzw. kaum steigen, wie im Preispfad C: „Sehr niedrig“ angenommen wird, bewirkt eine konsequente Klimaschutzpolitik einen deutlichen

Anstieg der Kohlepreise einschließlich CO₂-Aufschlag. Für Erdgas beträgt der Preis im Jahr 2020 dann 7,9 €/GJ, ist also nur 10% höher als heute. Steinkohle kostet dagegen mit 5,1 €/GJ das Doppelte und Braunkohle mit 3,4 €/GJ, das Dreifache von heute.

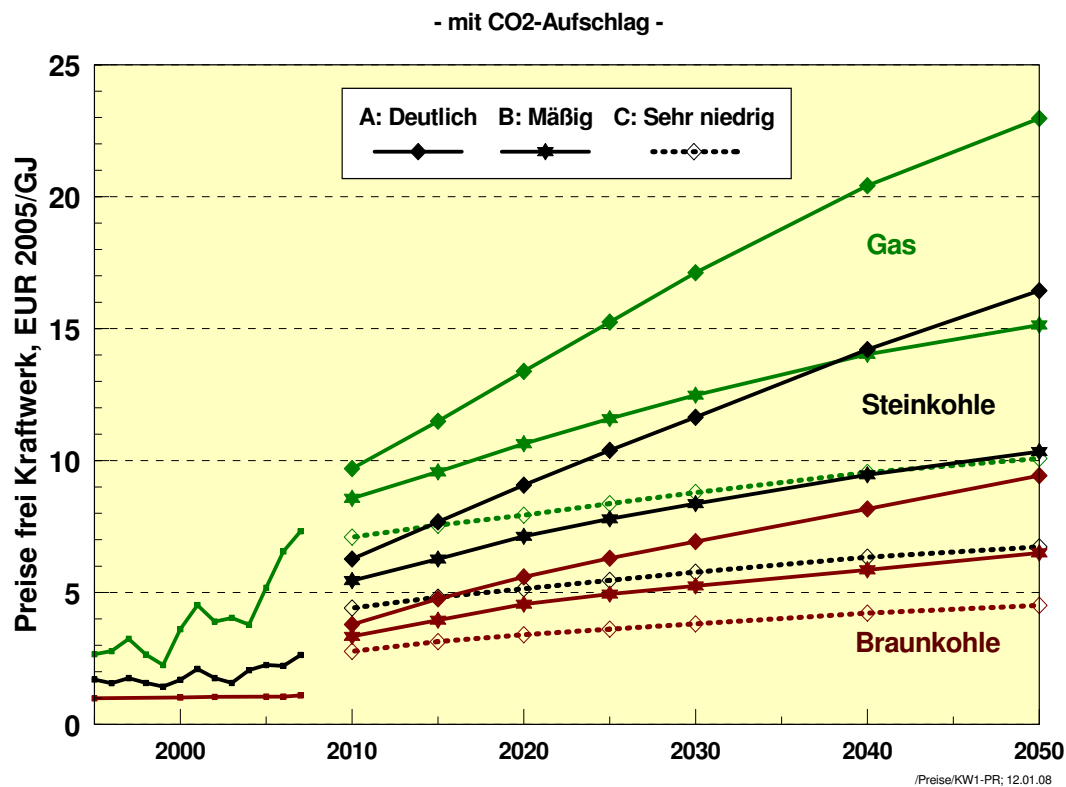


Abbildung 4.7: Preisentwicklung der Brennstoffe Erdgas, Steinkohle und Braunkohle für fossile Kraftwerke in den Preispfaden A und B einschließlich der jeweiligen CO₂-Aufschläge. Nachrichtlich ist der Preispfad C (gestrichelt) hinzugefügt

Für zukünftige Großkraftwerke (Kondensationskraftwerke) auf der Basis von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas werden die zukünftigen Stromgestehungskosten dargestellt. Die ökonomischen Eckdaten sind ein (realer) Zinssatz von 6%/a, eine Abschreibungsdauer von 25a und eine Auslastung von 7.000 h/a. Bei den Kostenangaben handelt es sich, wie bei allen Kostenangaben, um die realen Stromkosten (Geldwert 2005; frei Kraftwerk) im ersten Betriebsjahr (bei annuitätisch ermittelten Kapitalkosten und real konstanten Betriebskosten). Betrachtet werden (Bandbreite jeweils 2007 – 2050; weitere Angaben im Anhang):

- **Braunkohle-Dampfkraftwerk:** Investitionskosten 1 175 – 1 050 €/kW; Wirkungsgrad: 45 – 47,5%;
- **Steinkohle-Dampfkraftwerk:** Investitionskosten 1 000 – 900 €/kW; Wirkungsgrad: 47 – 52%;
- **Steinkohle IGCC-Kraftwerk:** Investitionskosten 1 500 (2010) – 1 100 €/kW; Wirkungsgrad: 48 – 54%;
- **Erdgas- GuD-Kraftwerk:** Investitionskosten: 435 – 400 €/kW; Wirkungsgrad: 59 – 62%.

Tabelle 4-1: Brennstoffpreise frei Kraftwerke für die drei Preispfade A: „Deutlich“, B: „Mäßig“ und C: „Sehr niedrig“ einschließlich jeweiligen CO₂-Aufschlag (Tabelle ohne CO₂-Aufschlag im Anhang)

| Brennstoffpreise frei Kraftwerke; reale Preise, (Preisbasis 2005) mit CO₂ - Aufschlag | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|-------------|------|------|------------------------------------------------|--------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2000 | 2005 | 2006 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Preispfad A: DEUTLICH | | | | | | | | | | | |
| CO ₂ -Aufschlag; EUR/t Erdgas | | | | | 24,0 | 32,0 | 38,0 | 45,0 | 50,0 | 60,0 | 70,0 |
| ct/kWh th | 1,30 | 1,86 | 2,36 | 2,64 | 3,49 | 4,14 | 4,82 | 5,49 | 6,16 | 7,35 | 8,27 |
| EUR/GJ | 3,61 | 5,17 | 6,56 | 7,34 | 9,70 | 11,51 | 13,40 | 15,26 | 17,12 | 20,43 | 22,99 |
| Anteil CO ₂ -Aufschl. (%) | | | | | 15,9 | 18,6 | 19,6 | 19,9 | 19,6 | 19,7 | 20,7 |
| Steinkohle | | | | | | | | | | | |
| EUR/t | 49,5 | 66,1 | 65,1 | 77,1 | 183,8 | 225,1 | 265,9 | 304,6 | 341,3 | 416,4 | 481,8 |
| ct/kWh th | 0,61 | 0,81 | 0,80 | 0,95 | 2,26 | 2,76 | 3,26 | 3,74 | 4,19 | 5,11 | 5,91 |
| EUR/GJ | 1,69 | 2,26 | 2,22 | 2,63 | 6,27 | 7,68 | 9,07 | 10,39 | 11,64 | 14,21 | 16,44 |
| Anteil CO ₂ -Aufschl. (%) | | | | | 54,3 | 62,2 | 65,5 | 66,3 | 65,4 | 63,6 | 64,4 |
| Braunkohle | | | | | | | | | | | |
| ct/kWh th | 0,37 | 0,38 | 0,38 | 0,40 | 1,36 | 1,71 | 2,01 | 2,27 | 2,49 | 2,94 | 3,40 |
| EUR/GJ | 1,02 | 1,06 | 1,06 | 1,11 | 3,78 | 4,75 | 5,59 | 6,31 | 6,92 | 8,17 | 9,45 |
| Anteil CO ₂ -Aufschl. (%) | | | | | 240 | 298 | 347 | 383 | 408 | 444 | 476 |
| | 2000 | 2005 | 2006 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Preispfad B: MASSIG | | | | | | | | | | | |
| CO ₂ -Aufschlag; EUR/t Erdgas | | | | | 20,0 | 25,00 | 30,0 | 33,00 | 35,0 | 40,0 | 45,0 |
| ct/kWh th | 1,30 | 1,86 | 2,36 | 2,64 | 3,08 | 3,45 | 3,83 | 4,17 | 4,49 | 5,05 | 5,45 |
| EUR/GJ | 3,61 | 5,17 | 6,56 | 7,34 | 8,56 | 9,59 | 10,65 | 11,59 | 12,48 | 14,04 | 15,15 |
| Anteil CO ₂ -Aufschl. (%) | | | | | 14,9 | 17,3 | 18,9 | 18,8 | 18,8 | 19,1 | 20,0 |
| Steinkohle | | | | | | | | | | | |
| EUR/t | 49,5 | 66,1 | 65,1 | 77,1 | 159,8 | 183,9 | 208,8 | 228,4 | 245,2 | 277,3 | 303,0 |
| ct/kWh th | 0,61 | 0,81 | 0,80 | 0,95 | 1,96 | 2,26 | 2,56 | 2,80 | 3,01 | 3,40 | 3,72 |
| EUR/GJ | 1,69 | 2,26 | 2,22 | 2,63 | 5,45 | 6,27 | 7,12 | 7,79 | 8,37 | 9,46 | 10,34 |
| Anteil CO ₂ -Aufschl. (%) | | | | | 50,9 | 57,9 | 63,3 | 63,7 | 62,6 | 63,6 | 66,9 |
| Braunkohle | | | | | | | | | | | |
| ct/kWh th | 0,37 | 0,38 | 0,38 | 0,40 | 1,20 | 1,42 | 1,64 | 1,78 | 1,88 | 2,11 | 2,34 |
| EUR/GJ | 1,02 | 1,06 | 1,06 | 1,11 | 3,34 | 3,95 | 4,56 | 4,95 | 5,23 | 5,87 | 6,51 |
| Anteil CO ₂ -Aufschl. (%) | | | | | 200 | 238 | 273 | 287 | 300 | 314 | 333 |
| | 2000 | 2005 | 2006 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Preispfad C: SEHR NIEDRIG | | | | | | | | | | | |
| CO ₂ -Aufschlag; EUR/t Erdgas | | | | | 15,0 | 18,0 | 20,0 | 21,5 | 23,0 | 26,0 | 28,0 |
| ct/kWh th | 1,30 | 1,86 | 2,36 | 2,64 | 2,56 | 2,72 | 2,85 | 3,01 | 3,17 | 3,44 | 3,63 |
| EUR/GJ | 3,61 | 5,17 | 6,56 | 7,34 | 7,12 | 7,56 | 7,92 | 8,37 | 8,81 | 9,56 | 10,09 |
| Anteil CO ₂ -Aufschl. (%) | | | | | 13,8 | 15,7 | 16,3 | 16,7 | 17,4 | 18,2 | 18,6 |
| Steinkohle | | | | | | | | | | | |
| EUR/t | 49,5 | 66,1 | 65,1 | 77,1 | 129,3 | 141,4 | 150,7 | 160,0 | 169,0 | 185,8 | 197,2 |
| ct/kWh th | 0,61 | 0,81 | 0,80 | 0,95 | 1,59 | 1,74 | 1,85 | 1,96 | 2,07 | 2,28 | 2,42 |
| EUR/GJ | 1,69 | 2,26 | 2,22 | 2,63 | 4,41 | 4,82 | 5,14 | 5,46 | 5,77 | 6,34 | 6,73 |
| Anteil CO ₂ -Aufschl. (%) | | | | | 45,6 | 52,4 | 55,8 | 56,7 | 57,9 | 60,6 | 62,0 |
| Braunkohle | | | | | | | | | | | |
| ct/kWh th | 0,37 | 0,38 | 0,38 | 0,40 | 1,00 | 1,13 | 1,23 | 1,30 | 1,37 | 1,52 | 1,62 |
| EUR/GJ | 1,02 | 1,06 | 1,06 | 1,11 | 2,78 | 3,14 | 3,42 | 3,61 | 3,81 | 4,23 | 4,50 |
| Anteil CO ₂ -Aufschl. (%) | | | | | 150 | 176 | 193 | 195 | 204 | 217 | 224 |
| Umrechnungen: | 1 GJ = 277,8 kWh | | | | 1 EUR/GJ = 0,36 ct/kWh; 1 ct/kWh = 2,78 EUR/GJ | | | | | | |
| | 1 t SKE = 29,31 GJ | | | | | | | | | | |

Preise/Brennstoffpreise2008; 12.01.08

Einen Überblick über die gesamte zukünftige Kostenbandbreite zeigt **Abbildung 4.8**. Ersichtlich ist der „Sprung“ in 2010 infolge der angenommenen 100%-igen Berücksichtigung der CO₂-Zertifikatspreise (Werte 2010 zwischen 15 €/t für Preispfad C und 24 €/t für Preispfad A) in den Brennstoffpreisen¹⁴. Während im Preispfad C: „Sehr niedrig“ die Stromgestehungskosten auch längerfristig relativ gering auf 5 - 6 ct/kWh_{el} steigen würden, sind bei den Preispfaden A und B deutlich stärkere Anstiege zu verzeichnen. Erdgas- und Steinkohlestrom kostet im Preispfad A im Jahr 2020 zwischen 8,4 und 8,9 ct/kWh_{el}, Strom aus Braunkohle 6,4 ct/kWh_{el}. Unter diesen Bedingungen ist also zu diesem Zeitpunkt fossiler Strom um 1,5 bis 2,5 ct/kWh_{el} teurer als mit den in früheren Studien angenommenen niedrigen Brennstoffpreissteigerungen des Preispfads C. Auch nach 2020 verläuft der Anstieg kontinuierlich weiter, da die durch Ressourcenverknappung fossiler Brennstoffe (Erdgas) und den notwendigen Klimaschutz (Kohle) bewirkten Preisanstiege weiter wirksam bleiben. Strom aus Steinkohle- und Erdgaskraftwerken kann im Jahr 2030 schon 10 ct/kWh_{el} und mehr kosten.

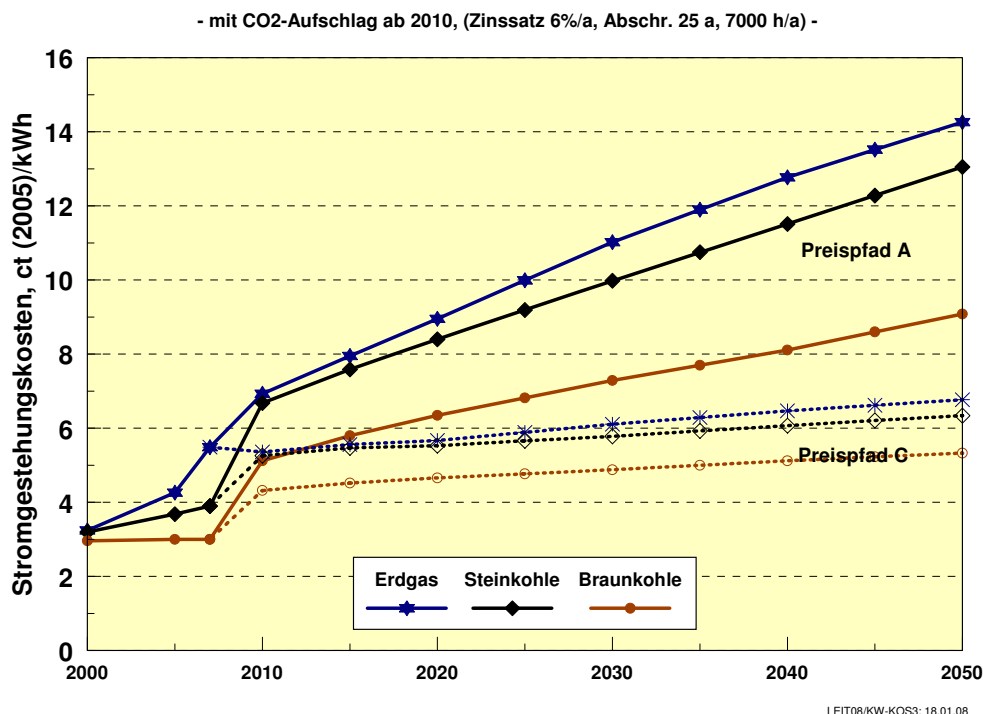


Abbildung 4.8: Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung (einschließlich CO₂-Aufschlag) der Preispfade A: „Deutlich“ und C: „Sehr niedrig“

Über die Struktur der Stromgestehungskosten der Kraftwerke in den Preispfaden A und B geben **Abbildung 4.9** und **Abbildung 4.10** Auskunft. Es wird ersichtlich, dass für den Preisanstieg beim Braunkohlestrom die Einbeziehung von CO₂-Preisen verantwortlich sein wird, während für Strom aus Erdgas der Preisanstieg des Brennstoffs selbst die maßgebende Rolle spielen wird. Strom aus Steinkohle ist von beiden Entwicklungen betroffen, da davon ausgegangen wird, dass wegen der stark steigenden Nachfrage auch die Weltmarktpreise für

¹⁴ Eine Versteigerung der Zertifikate und damit die Notwendigkeit ihrer Berücksichtigung im Strompreis ist erst ab der nächsten Handelsperiode ab 2013 vorgesehen. Allerdings wurden auch schon bisher von den Stromversorgern die CO₂-Kosten bei der Strompreiskalkulation berücksichtigt. Die dadurch entstandenen Gewinne wurden einbehalten.

Steinkohle deutlich steigen werden. Ohne wirksame Klimaschutzmaßnahmen würde Strom aus Braunkohle bei ca. 3 ct/kWh_{el} verharren. Strom aus Steinkohle würde längerfristig auf 6 bis 8 ct/kWh_{el} steigen. Fortschritte bei Wirkungsgradsteigerungen wirken sich nur in geringem Maße kostendämpfend aus.

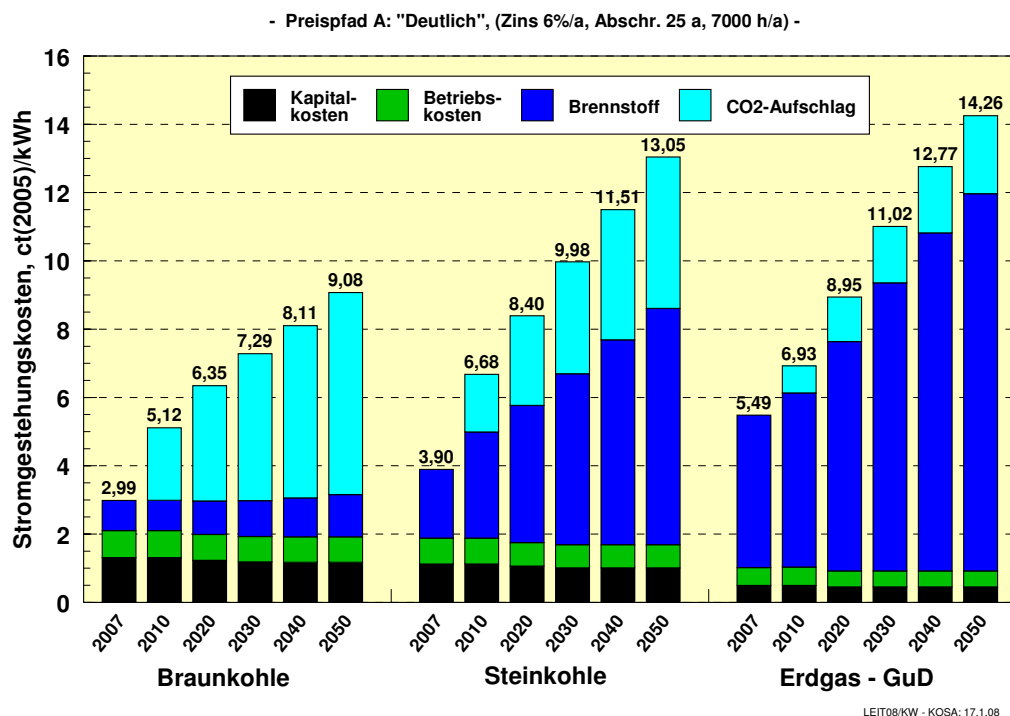


Abbildung 4.9: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung entsprechend Preispfad A

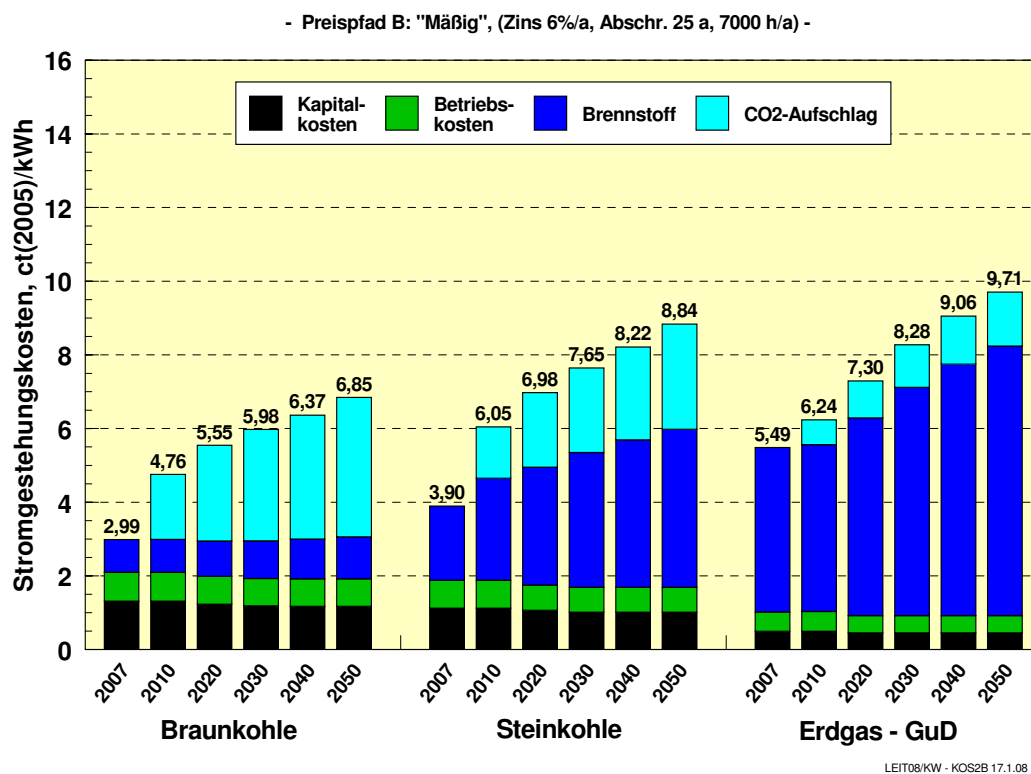


Abbildung 4.10: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung entsprechend Preispfad B

Die Einbeziehung von CO₂-Preisen (Preispfad A von 24 €/t CO₂ in 2010 auf 70 €/t CO₂ in 2050 und in Preispfad B von 20 €/t CO₂ auf 45 €/t CO₂ steigend) zwingt die Kraftwerksbetreiber einen Teil der „externen“ Kosten der fossilen Stromerzeugung in ihr betriebswirtschaftliches Kalkül einzubeziehen¹⁵. Kohlestrom „kostet“ damit im Preispfad B im Jahr 2030 rund 7,7 ct/kWh_{el} und 8,8 ct/kWh_{el} in 2050. Im Preispfad A lauten die entsprechenden Werte für 2030 rund 10 ct/kWh_{el} und für 2050 rund 13 ct/kWh_{el}. Der Preisanstieg für Strom aus Erdgas-GuD-Kraftwerken verläuft ähnlich. Der Anteil der durch Klimaschutzmaßnahmen bewirkten Kostensteigerungen bleibt jedoch relativ gering. Im Preispfad B kosten Strom aus Erdgas im Jahr 2030 bereits 8,3 ct/kWh_{el} und im Preispfad A 11 ct/kWh_{el}.

Obige Darstellungen beziehen sich auf eine Auslastung der Kraftwerke von 7.000 h/a. Wegen der relativ hohen Investitionskosten von Kohlekraftwerken steigen deren Stromgestehungskosten bei sinkender Auslastung deutlich. Bei 4.000 h/a sind sie rund 1 ct/kWh_{el} höher als bei einer Auslastung von 7.000 h/a. Bei Erdgas-Kraftwerken verläuft diese Abhängigkeit wegen ihrer geringen Investitionskosten wesentlich flacher. Bei einer Auslastung unter etwa 5.000 h/a sind sie derzeit kostengünstiger als Kohlekraftwerke. Zukünftig verschiebt sich diese Grenze zu geringeren Auslastungen wegen des deutlichen Preisanstiegs von Erdgas. Wegen der hohen Flexibilität dieser Kraftwerke und dem relativ geringen Fixkostenanteil werden sie zukünftig in Verknüpfung mit einer Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien – wie sie das LEITSZENARIO 2008 darstellt - bevorzugt eingesetzt werden, um in Verbindung mit anderen Lastmanagementmaßnahmen eine jederzeit gesicherte Stromversorgung zu gewährleisten.

Die Entwicklung der mittleren Stromgestehungskosten des gesamten fossilen Kraftwerksmixes im LEITSZENARIO 2008 hängt – neben der Abhängigkeit von Brennstoff- und CO₂-Preisen - von der Struktur dieses Mixes (vgl. Abschnitt 2.6 und 2.7) und der sich einstellenden Auslastung der fossilen Kraftwerke in Verknüpfung mit dem Stromangebot aus erneuerbaren Energien ab. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien verringert sich deren Auslastung, da fossile Kraftwerke immer stärker an das EE-Stromangebot angepasst werden müssen. Deutlich macht sich dies nach dem Jahr 2030 bemerkbar, wenn EE auf Anteile über 50% an der Bruttostromerzeugung steigen. Während die mittlere Auslastung aller fossilen Kraftwerke im Jahr 2005 bei 4 870 h/a lag (einschließlich KWK-Anlagen), sinkt sie im LEITSZENARIO 2008 bis 2030 auf 3 900 h/a und bis zum Jahr 2050 auf 3 200 h/a.

Die entsprechende Stromkostenentwicklung für alle drei Preispfade ist für den Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2008 in **Abbildung 4.11** dargestellt, wobei nach alten (in unterschiedlichem Ausmaß bereits abgeschriebenen Kraftwerken) und neuen (ab 2005) gebauten Kraftwerken unterschieden wird. Neue fossile Kraftwerke werden im Mix des LEITSZENARIOS 2008 um das Jahr 2020 im Mittel Strom zwischen 7 und 8,5 ct/kWh_{el} bereitstellen (Preispfade B und A). Im Jahr 2030 werden sie zwischen 8 und 10,5 ct/kWh_{el} liegen und bis 2050 kontinuierlich auf 9,5 bis 14 ct/kWh_{el} steigen. Der jeweilige Mix der bis 2005 errichteten Kraftwerke (der Mix „Altkraftwerke“ enthält neben fossilen Kraftwerken auch Kernkraftwerke und EE-Anlagen, die bis 2005 errichtet wurden), die derzeit Strom zwischen 3 und 4 ct/kWh_{el} erzeugen, werden zukünftig Strom zu Kosten zwischen 6 und 8 ct/kWh_{el} bereitstellen. In einer sich vorwiegend auf fossile Kraftwerke abstützende Stromversorgung wären die mittleren Stromkosten fossiler Kraftwerke zukünftig niedriger, da deren mittlere Auslastung in etwa den heu-

¹⁵ In [Krewitt 2006] sind repräsentative externe Kosten des Treibhauseffekts durch Verbrennung fossiler Brennstoffe von rund 70 €/t CO₂ ermittelt worden (Bandbreite zwischen 15 und 280 €/t CO₂ aus einer Vielzahl von Untersuchungen). Dieses Niveau erreicht Pfad A erst im Jahr 2050, die Pfade B und insbesondere C bleiben darunter.

tigen Werten entsprechen würde. Diese Art der Stromerzeugung würde allerdings die Klimaschutzziele verfehlen und nicht zur Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten beitragen.

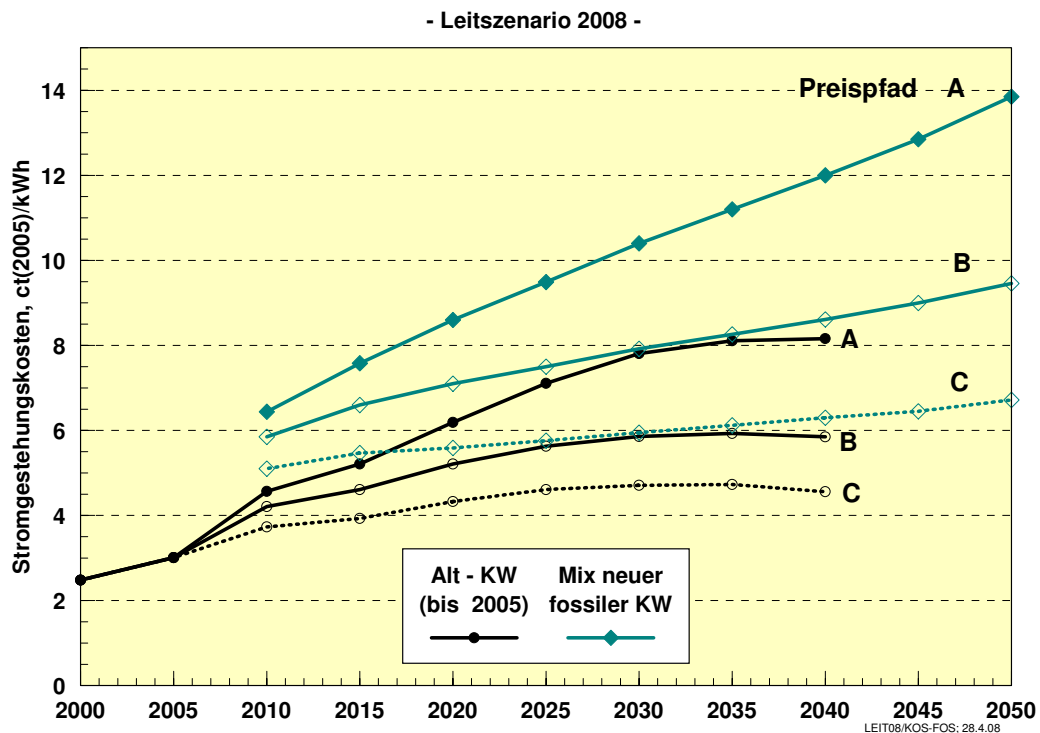


Abbildung 4.11: Stromgestehungskosten alter (bis 2005 installierter) Kraftwerke und neuer fossiler Kraftwerke im Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2008 in Abhängigkeit der Brennstoffpreissteigerungen

4.4 Zukünftige Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung

Aus den für erneuerbare Energien und fossile Kraftwerke ermittelten zukünftigen Stromgestehungskosten lassen sich die Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksmixes des LEITSZENARIOS 2008 ableiten. Während der Kostenverlauf der EE nur von technologischen Parametern und den unterstellten Lernkurven (und damit angenommenen Marktvolumina) abhängt, werden die zukünftigen Stromkosten fossiler Kraftwerke im Wesentlichen durch die Brennstoffpreisentwicklung und die Intensität der Klimapolitik (CO_2 -Preise) bestimmt werden. Für den Preisfad A ist die zukünftige Stromkostenentwicklung aus **Abbildung 4.12** ersichtlich. Dabei wird die Mittelspannungsebene als Vergleichsbasis gewählt, da ein Teil der Kraftwerke (dezentrale KWK, Teile der EE) dort einspeisen. Für alle auf der Hochspannungsebene einspeisenden Kraftwerke werden die mittleren Kosten für Transport auf der Hochspannungsebene und für die Umspannung mit 1,2 ct/kWh_{el} angenommen.

Wegen des weiteren Zubaus von EE-Leistung liegen die mittleren Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung (EE, fossil und bis 2022 auch Kernenergie) zunächst über denjenigen der Strombereitstellung ohne EE. Auf der Basis des Preispfads A steigt diese Differenz auf maximal 0,70 ct/kWh um 2010. Danach sinkt sie kontinuierlich, weil die Kostendifferenz schneller sinkt als die Mengenzunahme der EE. Bereits um 2020 wird der im LEITSZENARIO 2008 angenommene EE-Mix (ohne den Fotovoltaikzubau bereits um 2015)

kostengünstiger als die Strombereitstellung in einem Mix, in dem nur fossile Kraftwerke neu zugebaut werden. Während die Kosten des letzteren stetig weiter steigen, bewirkt der weitere Ausbau der EE eine Stabilisierung des Stromkostenniveaus bei rund 8,8 ct/kWh_{el} (Mittelspannungsebene) mit einer Tendenz zu langfristig weiterer Reduktion entsprechend der weiteren Kostendegressionen der EE. Bei günstigeren Gestehungskosten im Vergleich zur fossilen Stromerzeugung entsteht gleichzeitig eine zunehmend versorgungssichere und klimaverträgliche Stromversorgung. Die Darstellung in Abbildung 4.12 zeigt beispielhaft, dass dieser Transformationsprozess mehrere Jahrzehnte zu beschreiben ist, durch entsprechende energiepolitische Rahmenbedingungen in Gang gehalten und über mehrere Legislaturperioden abgesichert werden muss, damit der volle Nutzen einer EE-Ausbaustrategie korrekt bewertet werden kann.

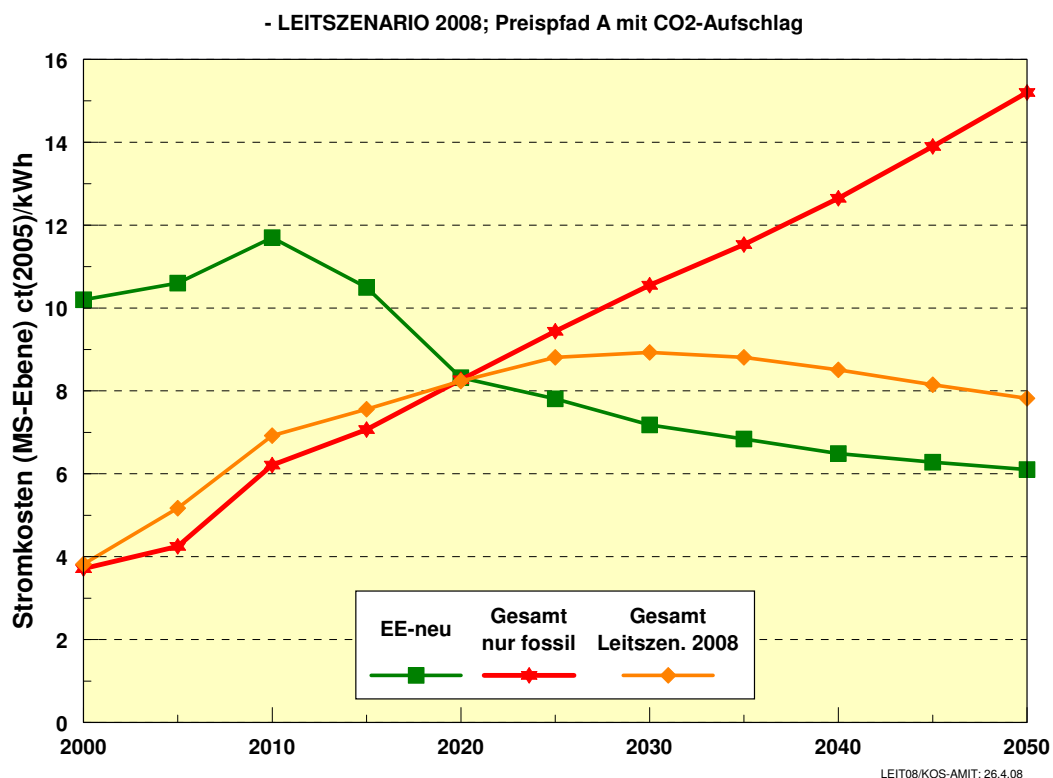


Abbildung 4.12: Mittlere Stromgestehungskosten im LEITSZENARIO 2008 (Preispfad A) auf der Mittelspannungsebene im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und einem Mix aus Altkraftwerken und nur fossilen Neubauten

Auch wenn von weiter steigenden Energie- und CO₂-Preisen ausgegangen werden kann, ist doch die Höhe der zukünftigen Preisanstiege ungewiss und teilweise auch umstritten. In zahlreichen Untersuchungen werden immer noch Energiepreisentwicklungen entsprechend Pfad B oder sogar noch Pfad C zugrunde gelegt, obwohl derart geringe Preisanstiege oder sogar real konstante Energiepreise aus heutiger Sicht sehr unwahrscheinlich sind. Die Auswirkungen geringerer Preisanstiege auf die Stromkostenentwicklung sind deshalb in **Abbildung 4.13** abgebildet worden. An der grundsätzlichen Aussage einer längerfristig volkswirtschaftlich vorteilhaften Stromversorgung auf der Basis von EE ändert sich nichts, jedoch verschieben sich bei geringeren Energie- und CO₂-Preisanstiegen die Zeitpunkte, zu denen der Stromerzeugungsmix des LEITSZENARIOS 2008 kostengünstiger wird als eine sich ausschließlich auf fossile Neubauten abstützende Stromversorgung. Für den Preispfad

B tritt der Schnittpunkt um 2025 ein, die maximale Differenz liegt mit 0,80 ct/kWh in 2015 höher als für Preispfad A, das maximale Strompreisniveau liegt bei 8 ct/kWh. Für den völlig unwahrscheinlichen Fall eines näherungsweise real konstanten Energiepreisniveaus (Preispfad C) würde der Schnittpunkt ein Jahrzehnt später eintreten als im mittleren Preispfad B. Niedrige Energie- (und CO₂-) Preise ändern also nichts an der Notwendigkeit eines Umbaus der Energieversorgung entsprechend dem LEITSZENARIO 2008. Wegen des langen Zeithorizonts bis zum Eintreffen des volkswirtschaftlichen Nutzens im Falle nicht mehr weiter steigender fossiler Energiepreise würde jedoch die vergebliche Hoffnung darauf, die politische und gesellschaftliche Durchsetzung des notwendigen Umgestaltungsprozesses erheblich erschweren.

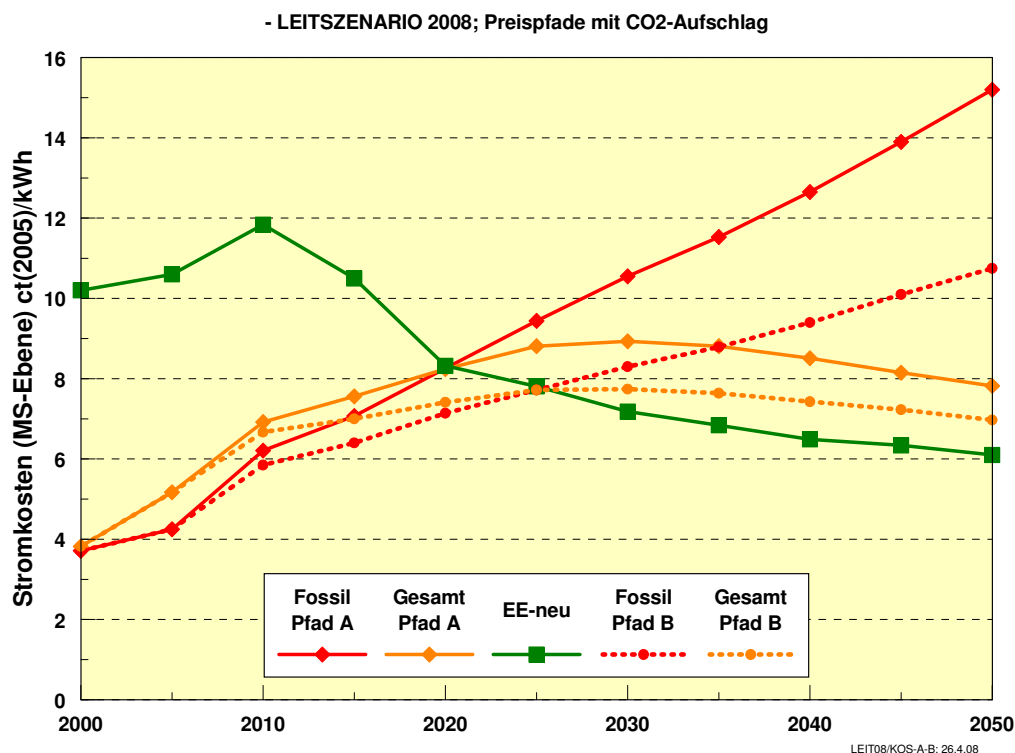


Abbildung 4.13: Wie Abbildung 4.12, mit zusätzlicher Darstellung des Energiepreispfads B

4.5 Entwicklung der Differenzkosten

Der Ausbau erneuerbarer Energien verursacht derzeit und noch in den nächsten Jahren Differenzkosten gegenüber den anlegbaren Energiepreisen. Diese werden im Folgenden, differenziert nach Technologien dargestellt. Die Differenzkostenermittlung erfolgt hier auf Kostenbasis, d.h. Energiegestehungskosten der EE werden mit den Stromgestehungskosten des fossilen Kraftwerksmixes, mit fossilen Wärmepreisen und mit Kraftstoffpreisen (ohne Steuern) verglichen. Diese Differenzkosten bewegen sich im Strombereich in derselben Größenordnung wie die Mehrbeschaffungskosten des EEG, unterscheiden sich aber im Einzelnen, da die Vergütungssätze des EEG im Allg. nicht mit den reinen Stromgestehungskosten der EE-Anlagen identisch sind (vgl. Fußnote auf folgender Seite). Außerdem wird hier die gesamte Energieerzeugung aus EE betrachtet, insbesondere also auch die „alte“ Wasserkraft aus größeren Kraftwerken berücksichtigt, die zu den günstigsten Stromerzeugungsquellen gehört. Sie bewirkt somit bereits heute „negative“ Differenzkosten im Vergleich zu anlegbaren Strompreisen, die als Gewinne bei den Betreibern verbleiben.

In **Abbildung 4.14** ist der Verlauf dieser Differenzkosten für die stromerzeugenden EE-Technologien für eine Energiepreisentwicklung gemäß Preispfad A dargestellt. Im Jahr 2007 lag die Summe der Differenzkosten der EE im Strombereich bei 3,9 Mrd. €/a (schwarze Kurve)¹⁶. Bisher dominierten die Differenzkosten der Windenergie. Sie haben mit 1,6 Mrd. €/a den Höchstwert erreicht, sinken zukünftig und gehen einschließlich der Offshore-Windenergie noch vor 2020 gegen Null. Die Windenergie stellt dann 93 TWh/a mit Durchschnittskosten der Stromerzeugung von 7 ct/kWh bereit. Die Differenzkosten der Stromerzeugung aus Biomasse, derzeit rund 0,9 Mrd. €/a, erreichen ein Maximum um 2012 mit rund 1,1 Mrd. €/a. Der Rückgang erfolgt nur langsam im Wechselspiel steigender Wärmevergütungen für KWK-Anlagen und (geringfügiger) Kostendegressionen bei den Anlagen einerseits und steigende Biomassepreise andererseits. Aber noch vor 2025 sind die durchschnittlichen Differenzkosten ebenfalls Null. Wasserkraft hat in der Gesamtbilanz wachsende „negative“ Differenzkosten, da die teurere Modernisierung und der geringfügige Zubau neuer Anlagen nur wenig gegenüber dem erwirtschafteten Nutzen der bestehenden Wasserkraft ins Gewicht fallen. Die Differenzkosten der Stromerzeugung aus Geothermie sind (unter Berücksichtigung einer Wärmegutschrift) gering und bleiben unter 0,1 Mrd. €/a. Da im LEITSZENARIO 2008 der EE-Stromimport aus dem europäischen Ausland erst nach 2018 auftritt, sind dessen (rechnerische) Differenzkosten mit maximal 0,05 Mrd. €/a vernachlässigbar.

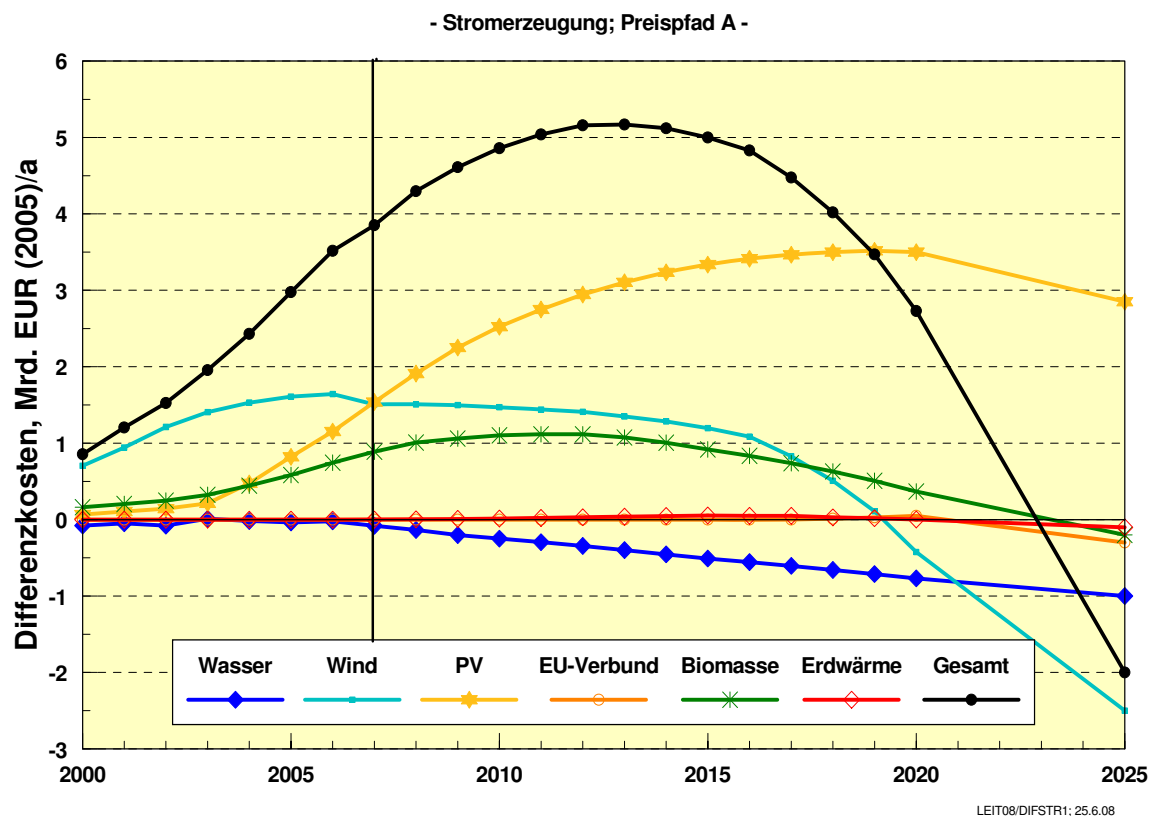


Abbildung 4.14: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich (Preispfad A) nach Energietechnologien und insgesamt im LEITSZENARIO 2008

¹⁶ Die durch das EEG entstehenden Beschaffungsmehrkosten beliefen sich für 2007 auf 4,3 Mrd. €/a. [BMU 2008]. Sie unterscheiden sich aus den o. g. Gründen von den hier ermittelten Differenzkosten

Insgesamt steigen die Differenzkosten der EE-Stromerzeugung im Ausbaupfad des LEITSZENARIOS 2008 bis 2013 noch auf 5,2 Mrd. €/a. Danach sinken sie und werden um das Jahr 2023 bereits negativ. Wind und Wasserkraft „kompensieren“ dann die Differenzkosten der Fotovoltaik. Ab diesem Zeitpunkt bewirken diese EE-Technologien mit einem Beitrag von dann 178 TWh/a eine Stabilisierung der Stromgestehungskosten. Im Jahr 2030 „sparen“ sie der Volkswirtschaft bereits 7 Mrd. €/a.

Von erheblicher Bedeutung sind inzwischen die Differenzkosten der Fotovoltaik. Das starke Wachstum der letzten Jahre hat in 2007 zu gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten von ca. 1,6 Mrd. €/a geführt, sind also ebenso hoch wie diejenigen der Windenergie. Trotz erheblicher weiterer Kostendegressionen werden sie in dem hier angenommenen Ausbaupfad (kumulierte Leistung in 2020 von 17,9 GW_p mit 15,5 TWh/a Stromerzeugung) bis 2018 auf insgesamt 3,5 Mrd. €/a steigen und übertreffen die verbleibenden Differenzkosten aller anderen EE-Technologien. Bis 2030 sinken sie dann jedoch – bei weiterem Ausbau im Inland auf dann 24 GW_p – auf 1 Mrd. €/a. Dabei wird PV-Strom, wie alle anderen dezentralen EE-Technologien mit herkömmlichem Strom auf der Mittelspannungsebene verglichen, der im Preispfad A im Jahr 2020 mit 8,2 ct/kWh bewertet wird. Wird gegen Haushaltsstrom gerechnet (derzeit 22 ct/kWh, ohne MwSt.; Anstieg gemäß Preispfad A), so erreichen die Differenzkosten im Jahr 2010, ausgehend von 1 Mrd. €/a in 2007, lediglich 1,3 Mrd. €/a, sinken bis 2015 auf 0,75 Mrd. €/a und erreichen in 2019 die Nulllinie. Ab diesem Zeitpunkt könnte also dezentral erzeugter PV-Strom mit dem Strombezug für Haushaltskunden konkurrieren (Netzparität).

Wird von zukünftig geringeren Energie- und CO₂-Preisanstiegen ausgegangen (Preispfad B), verschieben sich sowohl der Zeitpunkt der vollen gesamtwirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der EE-Stromerzeugung als auch die Gesamthöhe der Differenzkosten (**Abbildung 4.15**).

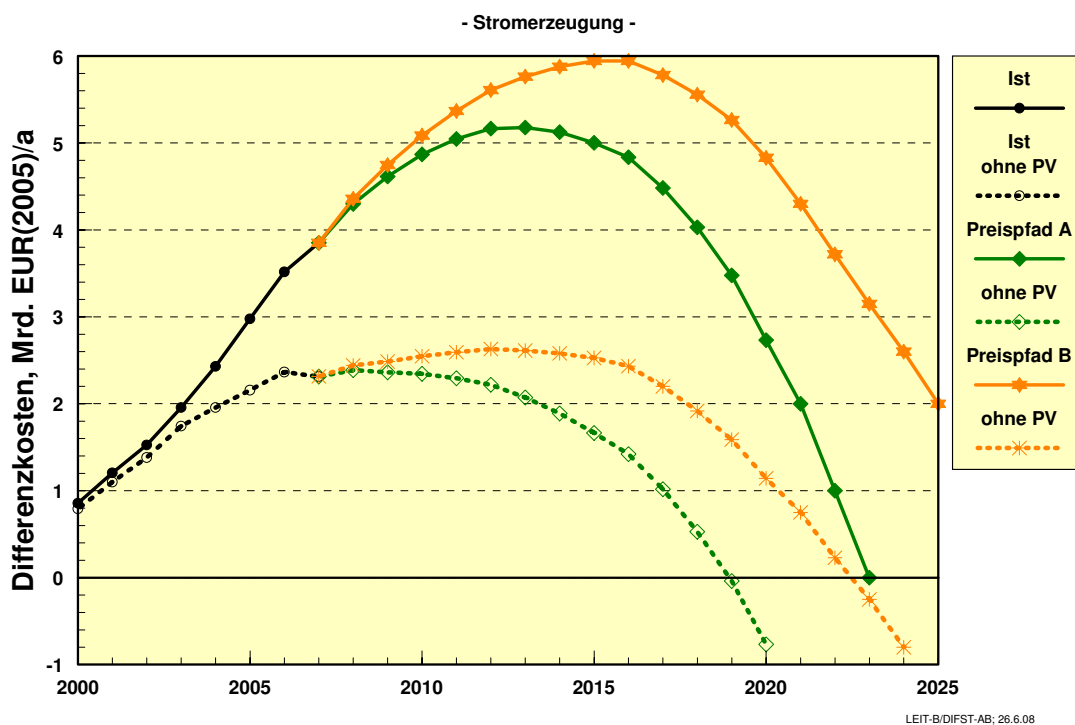


Abbildung 4.15: Gesamte Differenzkosten der EE-Stromversorgung im LEITSZENARIO 2008 für die Preisfade A und B mit und ohne Fotovoltaik

Für den Preispfad B wird für alle EE das Maximum von 6 Mrd. €/a im Jahr 2015 erreicht, die Nulllinie aber erst um 2028 durchschritten. Betrachtet man die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten ohne die Fotovoltaik (gestrichelte Kurven in Abbildung 4.15), so ist das Maximum im Falle des Preispfads A mit 2,4 Mrd. €/a bereits erreicht. Sie durchschreiten im Jahr 2019 die Nulllinie. Auch im Preispfad B steigen sie nur noch gering auf 2,6 Mrd. €/a und gehen um 2023 gegen Null.

Den Preispfaden A, B und C kann auch der Idealfall der vollen Einbeziehung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung bereits heute gegenübergestellt werden. Als repräsentativen Indikator zur Ermittlung der tatsächlichen Stromgestehungskosten der fossilen Stromerzeugung wird der in [Krewitt 2006] vorgeschlagenen Mittelwert von 70 €/t CO₂ für die externen Kosten der Stromerzeugung gewählt. Dieser Wert liegt noch unter den im Stern-Report [Stern 2007] ermittelten Wert von 85 €/t CO₂. Im Preispfad treten diese CO₂-Kosten erst im Jahr 2050 auf. Auf dieser Basis erhält man bereits heute einen anzulegenden Strompreis von etwa 10 ct/kWh_{el}. Gegenüber diesen „Vollkosten“ fossiler Strombereitstellung „erwirtschaftet“ die EE-Stromerzeugung (unter Einbeziehung der vorhandenen Wasserkraft) bereits derzeit „negative“ Differenzkosten von 1,2 Mrd. €/a, vermeidet also Schadenskosten in dieser Größe. Die jährlich vermiedenen Kosten steigen unter dieser Annahme bis 2015 auf 7 Mrd. €/a und bis 2020 auf 14 Mrd. €/a. Betrachtet man vor diesem Hintergrund nur die über das EEG geförderten EE-Technologien, so verursachen diese derzeit Differenzkosten von lediglich 0,2 Mrd. €/a (einschl. Fotovoltaik). Dieser Wert bestätigt eindrucksvoll die gesamtwirtschaftliche Nützlichkeit des energiepolitischen Förderinstruments EEG.

Die Differenzkosten der Wärmebereitstellung aus EE belaufen sich derzeit auf insgesamt 1,5 Mrd. €/a (**Abbildung 4.16**). Bezogen auf die gesamte Endenergiemenge für Wärme entspricht dies lediglich 0,11 ct/kWh_{th}. Eine Umlage dieser Differenzkosten, die derzeit überwiegend vom Marktanreizprogramm erbracht werden, auf die Wärmepreise wäre also kaum feststellbar. Die Differenzkosten sind deutlich niedriger als im Strombereich. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Wärmeversorgung auf der Basis von Biomasse, die den weitestgrößten Teil ausmacht, eine kostengünstige Versorgung darstellt. Trotz weiteren Wachstums steigen ihre Differenzkosten im Preispfad A nur noch auf 0,75 Mrd. €/a im Jahr 2010 und werden bereits gegen 2014 zu Null. Solarkollektoren, die nur 3% der aus Biomasse bereitgestellten Wärme erzeugen, bewirken derzeit vergleichbare Differenzkosten. Ihr Verlauf ist jedoch wesentlich flacher. Um 2013 erreichen sie ein Maximum mit 0,67 Mrd. €/a und tendieren nach 2020 gegen Null. Ähnlich verlaufen die Differenzkosten der Erdwärme. Die gesamten Differenzkosten für EE-Wärme steigen auf ein Maximum in 2010 von 1,7 Mrd. €/a. Nach 2010 kompensieren die sinkenden Differenzkosten der Biomasse weitgehend die Differenzkosten von Solarkollektoren und Erdwärme, so dass die gesamten Differenzkosten deutlich sinken und um 2018 die Nulllinie erreichen. Im Jahr 2030 „spart“ die Wärmebereitstellung mittels EE bezogen auf eine Preisentwicklung entsprechend Preispfad A bereits 7,5 Mrd. €/a. Bis zu diesem Zeitpunkt ist der Beitrag der EE zur Wärmeversorgung gegenüber 2007 auf 785 PJ/a gestiegen und deckt dann 22,4 % des gesamten Wärmebedarfs.

Ein anderer Verlauf der zukünftigen Energie- und CO₂-Preise beeinflusst natürlich auch die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der EE-Wärmebereitstellung. Bei weniger stark steigenden Preisen wirken sich nun auch die Kostenunterschiede bei der Wärmebereitstellung aus Biomasse merklich aus. Bei diesem Preispfad steigen die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der EE-Wärmeversorgung bis 2012 auf rund 2 Mrd. €/a um dann aber auch stetig zurückzugehen und um 2024 die Nulllinie zu erreichen (**Abbildung 4.17**). Gemessen am Gesamtumsatz des Wärmesektors sind dies aber letztlich nur geringfügige Unterschiede.

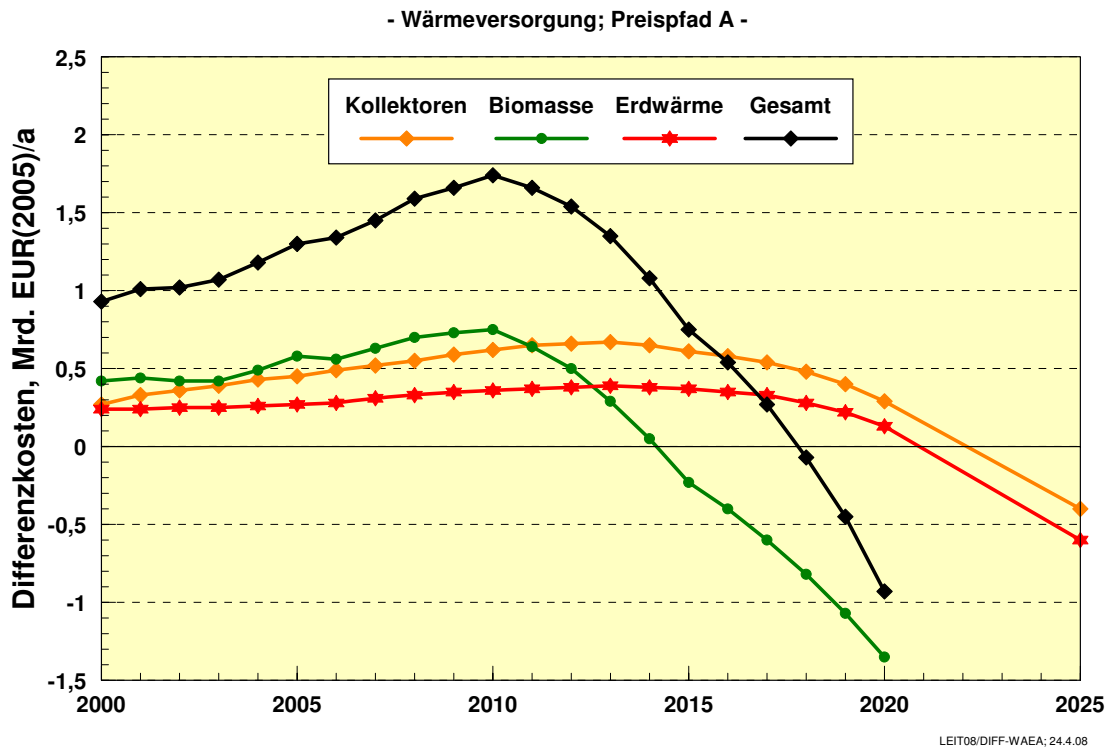


Abbildung 4.16: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmebereich im LEITSZENARIO 2008 (Preisfad A; nur reine wärmeerzeugende Anlagen) nach Energietechnologien und Gesamtentwicklung

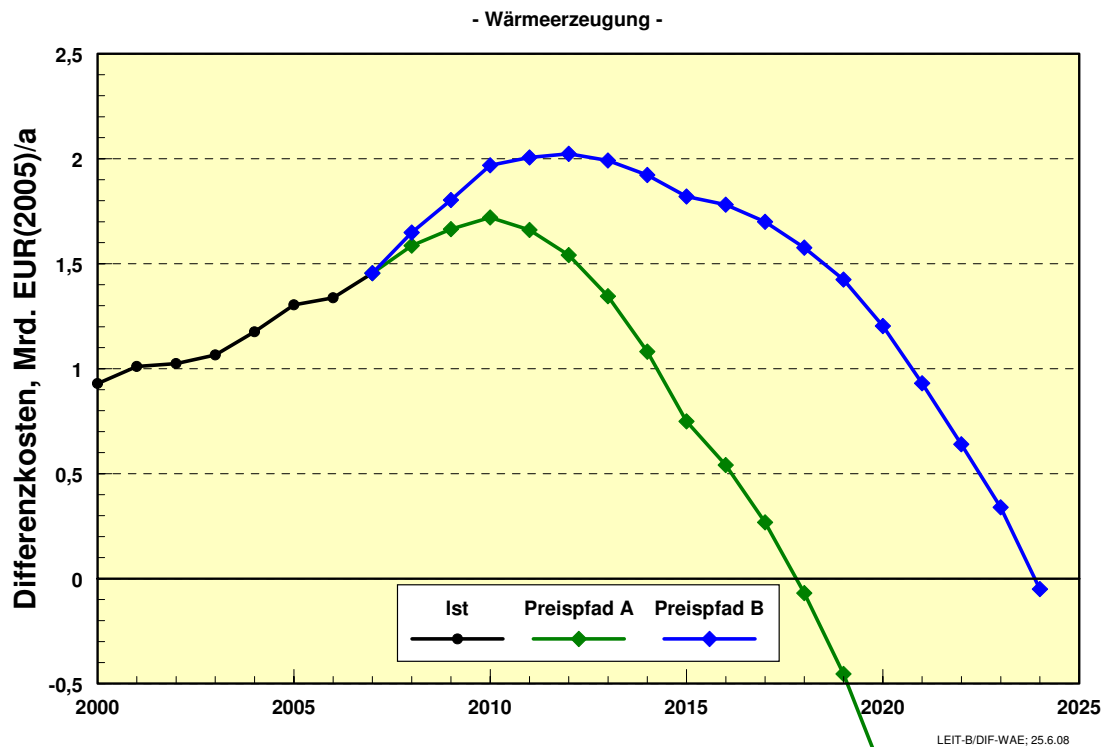


Abbildung 4.17: Gesamte Differenzkosten der EE-Wärmeversorgung im LEITSZENARIO 2008 in Abhängigkeit der Preisfade A und B

So entsprechen die genannten 2 Mrd. €/a Differenzkosten einem mittleren Aufschlag auf die Wärmekosten von 0,17 ct/kWh_{th}. Im Extremfall real konstant bleibender Preise und bei der Annahme relativ geringer CO₂-Preise, wie sie noch bis vor kurzer Zeit zur Bewertung von EE-Ausbaustrategien benutzt wurden und die hier durch den Preispfad C dargestellt sind, würden die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der Wärmeversorgung bis 2020 auf 3,3 Mrd. €/a steigen, in 2030 noch 2 Md. €/a betragen und erst gegen 2035 gegen Null tendieren. Ein Ausbau der EE im Wärmesektor wäre in diesem Extremfall – wie auch in den anderen Sektoren – einzelwirtschaftlich nur sehr schwer zu erreichen.

Die Differenzkosten im Kraftstoffsektor belaufen sich für 2007 auf 1,4 Mrd. €/a, wenn Biokraftstoffe mit den Kraftstoffpreisen frei Tankstelle ohne Steuern verglichen werden (**Abbildung 4.18**). Sie liegen damit in ähnlicher Größenordnung wie diejenigen des Wärmesektors, haben aber wegen des rasanten Wachstums der letzten Jahre einen deutlich stärkeren Wachstumsgradienten. Der deutliche Anstieg der Kraftstoffpreise im Preispfad A und das zukünftig geringere Wachstum der Biokraftstoffe dämpfen diesen Zuwachs. Die Differenzkosten erreichen in 2010 ihr Maximum mit knapp 2 Mrd. €/a und erreichen vor 2030 die Nulllinie. Zu diesem Zeitpunkt sind beim Preispfad A die reinen Bereitstellungskosten von Biokraftstoffen geringer als diejenigen von Benzin und Diesel. Biokraftstoffe (und ein geringer Beitrag von Wasserstoff) decken dann mit 325 PJ/a rund 16% des Kraftstoffbedarfs.

Wegen der noch relativ großen Differenz der reinen Herstellungskosten von Biokraftstoffen und fossilen Kraftstoffen reagieren die Differenzkosten empfindlich auf schwächer steigende anlegbare Kraftstoffkosten. Im Preispfad B steigen die Differenzkosten noch bis 2015 auf 2,5 Mrd. €/a; nach 2020 sinken sie aber auch dann deutlich.

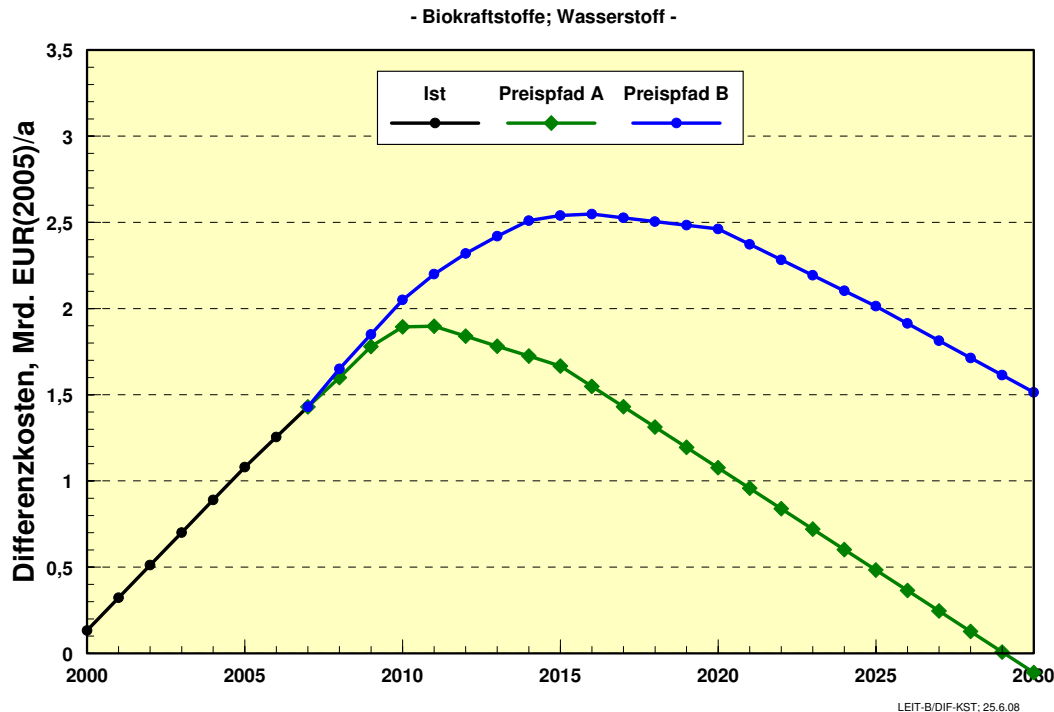


Abbildung 4.18: Differenzkosten der EE im Kraftstoffbereich im LEITSZENARIO 2008 in Abhängigkeit der Preispfade A und B

Summiert über alle Sektoren beliefen sich die Differenzkosten des EE-Ausbaus im Jahr 2007 auf 6,7 Mrd. €/a¹⁷. Davon entstammen 57% der Stromversorgung (**Abbildung 4.19**). Sie steigen gegenüber der Preisentwicklung des Energiepreispfads A noch auf ein Maximum von 8,6 Mrd. €/a im Jahr 2011; davon 5,0 Mrd. €/a für den Stromsektor, 1,7 Mrd. €/a für den Wärmesektor und 1,9 Mrd. €/a für den Kraftstoffsektor. Das gegenwärtig starke Wachstum der Fotovoltaik, welche zu diesem Zeitpunkt mit 2,5 Mrd. €/a Differenzkosten, entsprechend 30%, zu Buche schlägt, ist eine wesentliche Ursache dafür. Um das Jahr 2022 entstehen bei Eintreffen des Preispfads A keine Differenzkosten mehr. Erneuerbare Energien decken dann knapp 20% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden damit bereits 200 Mio. t CO₂/a. Die danach eintretenden negativen Differenzkosten bedeuten, dass EE nach diesem Zeitpunkt das Energiepreinsniveau stabilisieren, das gemäß den Annahmen des Preispfads A ansonsten stetig weiter steigen würde.

Unterstellt man eine Preisentwicklung gemäß Preispfad B, so würden die Differenzkosten aller Sektoren auf 10,4 Mrd. €/a steigen, dieses Maximum würde um 2015 eintreten. Auch das Unterschreiten der Nulllinie würde sich verschieben und erst um 2029 eintreten. Selbst im Fall dieses nur „mäßigen“ Anstiegs der Preise herkömmlicher Energieträger würden sich also die Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in Grenzen halten und schließlich zu einem volkswirtschaftlich günstigen Ergebnis führen.

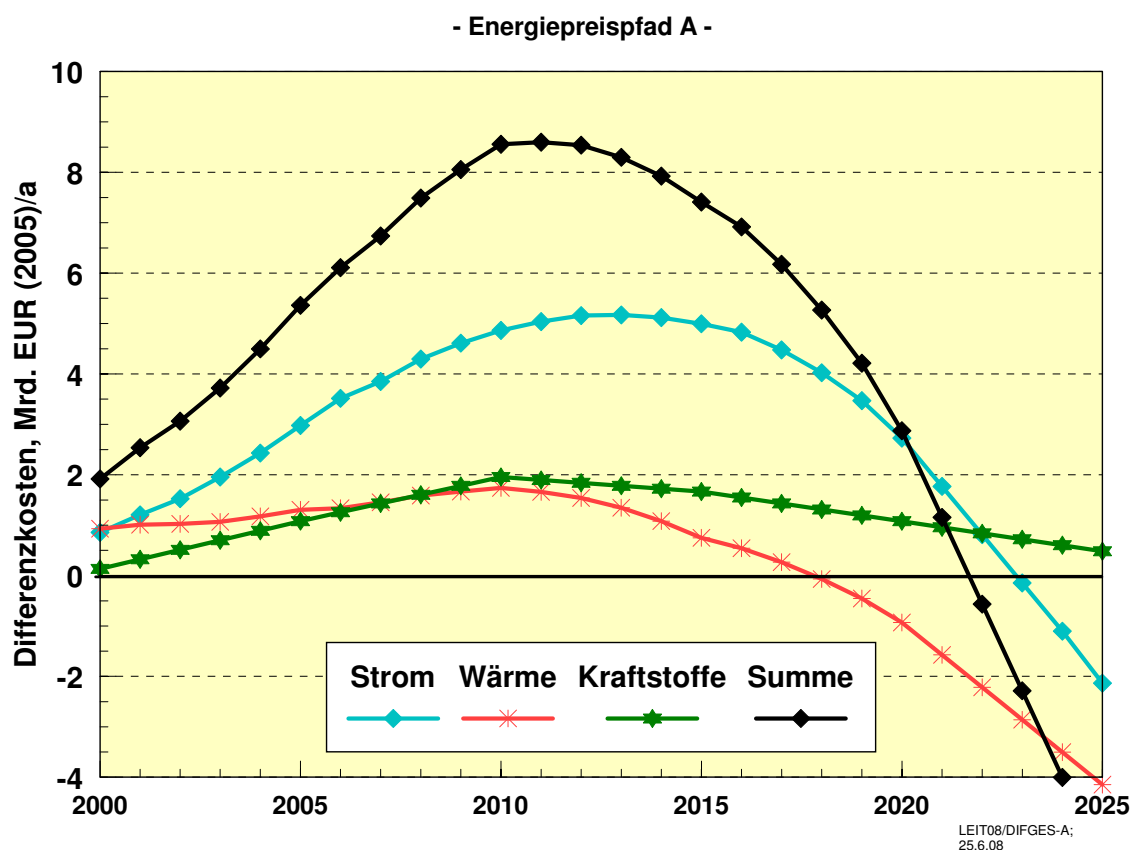


Abbildung 4.19: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren im LEITSZENARIO 2008 bei Preissteigerungen entsprechend dem Preispfad A

¹⁷ Zum Vergleich: Das Nettoergebnis des Stromversorgers E.ON im Jahr 2007 lag mit 7,2 Mrd. € Gewinn in ähnlicher Größe [ZEIT 2008].

In kumulierten Werten hat die Förderung der Markteinführung der EE von 2000 bis Ende 2007 rund 30 Mrd. € Differenzkosten bewirkt. Dieser beachtliche Wert und seine Fortschreibung in die Zukunft ist gelegentlich Anlass, die energiepolitisch gestützte Einführung der EE kritisch zu beurteilen. Eine für das BMWi erstellte Untersuchung [RWI 2008] hat dies jüngst wieder speziell für die Förderung der Fotovoltaik bekräftigt. Dabei wird allerdings stets nur die erste Phase der noch ansteigenden Differenzkosten betrachtet. Zudem wurde mit relativ niedrigen anlegbaren Strompreisen gerechnet, die etwa einer Kostenentwicklung zwischen den Preispfaden B und C entsprechen.

Anhand der kumulierten Werte der für das LEITSZENARO 2008 ermittelten Differenzkosten kann dieser Aussage nachgegangen werden. Dabei wird die nach 2012 wirksam werdende Kostendämpfung des EE-Ausbaus in die Betrachtung einbezogen und ein Zeitraum von mehreren Jahrzehnten betrachtet. Es wird der aus heutiger Sicht wahrscheinliche Energiepreispfad A zugrunde gelegt. Bis 2010 belaufen sich die kumulierten Differenzkosten für alle Sektoren auf 55 Mrd. € (**Abbildung 4.20**). Davon entfallen 20 Mrd. € auf die Stromversorgung ohne Fotovoltaik, 11 Mrd. € auf die Fotovoltaik, 13 Mrd. € auf die Wärmebereitstellung und 11 Mrd. € auf die Kraftstoffbereitstellung. In der Periode 2011 bis 2020 steigen die kumulierten Differenzkosten noch, wenn auch in abgeschwächter Form, auf insgesamt 66 Mrd. €. Allein die Hälfte davon resultieren von der weiteren Unterstützung der Markteinführung der Fotovoltaik.

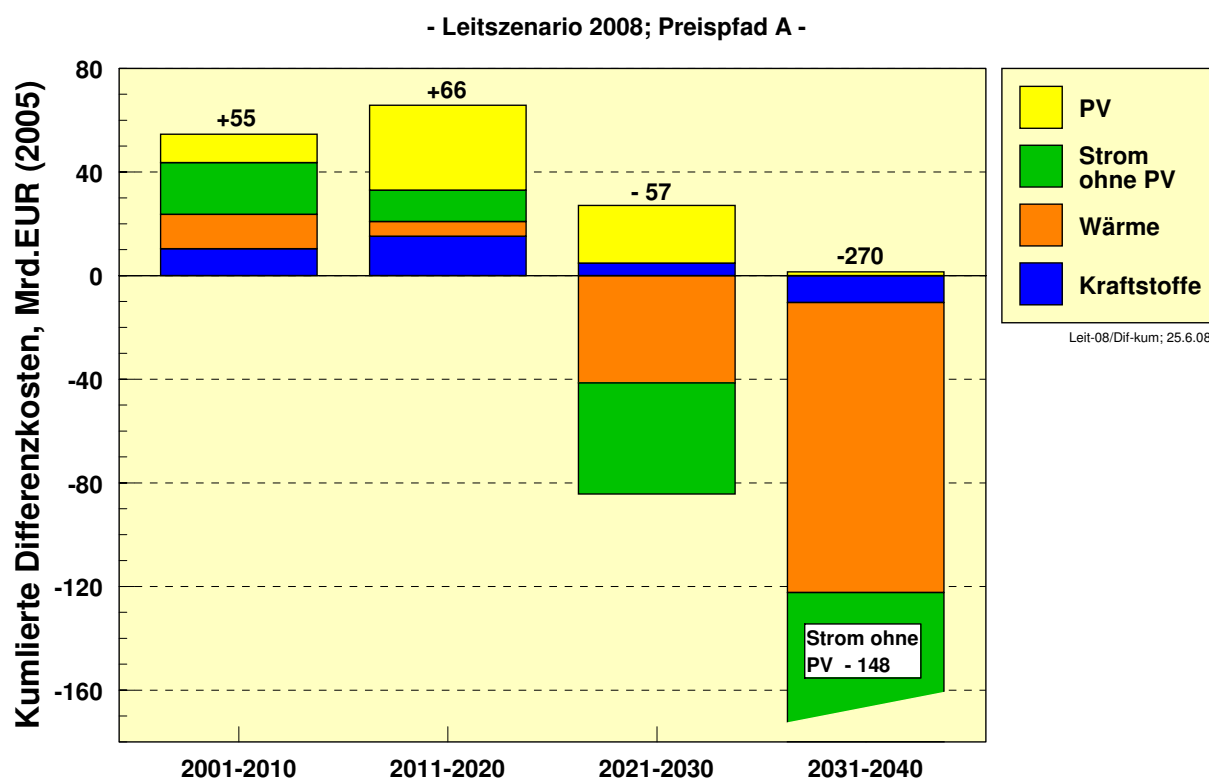


Abbildung 4.20: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im LEITSZENARIO 2008 in 10-Jahres-Abschnitten für vier Technologiesegmente

Bricht man im Jahr 2020 die Betrachtung ab, so schlägt bis zu diesem Zeitpunkt die Einführung der EE selbst im Preispfad A mit insgesamt 120 Mrd. € zu Buche, wovon allein die Fotovoltaik rund 44 Mrd. € verursacht hat.¹⁸ Auch wenn dies beachtliche Vorleistungen sind, ist zu bedenken, dass sie sich jahresdurchschnittlich bei 0,3% des Bruttoinlandsprodukts bewegen und die EE Ende 2020 bereits 18% des gesamten Endenergiebedarfs decken werden. Der eigentliche Vorteil dieser langfristig angelegten Transformationsstrategie der Energieversorgung zeigt sich aber ab der Periode 2021 bis 2030. In dieser Periode werden der Volkswirtschaft durch die Nutzung der EE bereits 57 Mrd. € erspart, die andernfalls für die zusätzliche Versorgung mit fossilen Energien aufgewandt werden müssten. Die noch positiven kumulierten Differenzkosten der Fotovoltaik (22 Mrd. €) und der Kraftstoffe (5 Mrd. €) werden überkompensiert durch jeweils rund 40 Mrd. € „eingesparter“ Kosten bei der übrigen Stromversorgung und der Wärmeversorgung. In der darauffolgenden Periode 2031-2040 reduzieren sich die Energieausgaben gegenüber einer fossilen Energieversorgung allein durch die Nutzung von EE (Einsparungen durch Effizienzsteigerungen sind dabei nicht betrachtet!) um 270 Mrd. €. Nach 2040 steigen diese Beträge in erheblichem Ausmaß weiter.

Angesichts dieser Beträge zeigt es sich, dass selbst die relativ hohen Vorleistungen für die Fotovoltaik eine kluge Maßnahme darstellen, die zwar erst nach 2030 im Inland Gewinne abwirft, vorher aber bereits durch Technologieführerschaft und damit verbundene Exportmärkte volkswirtschaftliche Vorteile erwirtschaftet (vgl. dazu auch [BMU 2006]). Der Verlauf der Differenzkosten zeigt, dass der Ausbau der EE (und in ähnlicher Weise eine Strategie der verstärkten Effizienz, deren monetäre Wirkung hier nicht betrachtet wurde) dafür sorgt, dass die Energieversorgung der Zukunft überhaupt noch bezahlbar bleibt. Ohne diese Strategie dürfte sich die Volkswirtschaft andernfalls, verursacht durch stetig weiter steigende Energiepreise (und unterlassenen Klimaschutz), spätestens nach 2030 in Richtung eines wirtschaftlichen Kollapses bewegen.

Es bestätigt sich die Erkenntnis, dass die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines deutlichen Ausbaus erneuerbarer Energien entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preiswirkungen einer Verknappung fossiler Ressourcen und von wirksamen Klimaschutzmaßnahmen abhängt. Auf wieder sinkende oder (real) zukünftig konstante Energiepreise zu hoffen – wie es derzeit teilweise noch in wichtigen energiewirtschaftlichen Untersuchungen geschieht – kann fatale Folgen für zukünftige Volkswirtschaften haben. Die Energiepreisanstiege der letzten zwei Jahre, die noch nicht an ihrem Ende angekommen sein dürften, machen deutlich, dass energiepolitische Maßnahmen zur Einleitung und Fortführung des notwendigen Transformationsprozesses in der Energiewirtschaft auf der Basis realistischer zukünftiger Energiepreisentwicklungen, verknüpft mit wirksamen Instrumenten der Klimaschutzpolitik, getroffen werden müssen. Die Akzeptanz dieser Erkenntnis fällt heute sicher höher aus als noch vor wenigen Jahren mit einem seinerzeit niedrigen Energiekostenniveau.

¹⁸ Insgesamt verursacht die Fotovoltaik im LEITSZENARIO 2008 kumulierte Differenzkosten von 66 Mrd. €, wenn anlegbare Stromkosten (Stromkosten Mittelspannungsebene) entsprechend Preispfad A zugrunde gelegt werden. Damit sind bis Ende 2030 rund 22 GW Leistung installiert worden, die 20 TWh/a Strom bereitstellen. Legt man Preispfad B zugrunde, beliefen sich diese Gesamtkosten auf 75 Mrd. €.

4.6 CO₂-Vermeidungskosten erneuerbarer Energien

Verknüpft man die Differenzkosten mit den vermiedenen CO₂-Mengen, so erhält man eine Aussage über die zeitliche Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten der erneuerbaren Energien. Zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen wird von den in [BMU 2008a] für 2007 ermittelten Einsparfaktoren ausgegangen, diese werden jedoch mit den im LEIT-SZENARIO 2008 ermittelten Energiemix dynamisiert. Dies wirkt sich insbesondere auf die vermiedenen Emissionen in der Stromerzeugung aus, weil sich der fossile Stromerzeugungsmix im Szenario deutlich in Richtung eines verstärkten Erdgaseinsatzes verändert. Der CO₂-Einsparfaktor verringert sich von 921 g CO₂/kWh_{el} in 2007 auf 745 g CO₂/kWh_{el} in 2020 und auf 575 g CO₂/kWh_{el} in 2050. Im Wärme- und Kraftstoffbereich verändern sich die Werte mit 232 g CO₂/kWh_{th} für Brennstoffe und 320 g CO₂/kWh_{th} für Kraftstoffe nur wenig. Bezugsgröße ist die CO₂-Nettovermeidung, d.h. die bei der Bereitstellung der Technologien entstehenden CO₂-Emissionen werden bei der Ermittlung berücksichtigt. Bei den derzeit genutzten Kraftstoffen machen sich diese vorgelagerten Emissionen besonders bemerkbar. Für diese Emissionen der Vorkette wurden Angaben [BMU 2004] und [RECSS 2007] herangezogen, für Kraftstoffe zusätzlich aus [BFE 2007]. Für die Ermittlung der jeweiligen Kostendifferenz werden die anlegbaren Energiepreise des Preispfads A herangezogen.

Für die stromerzeugenden Technologien sind die mittleren CO₂-Vermeidungskosten in ihrer dynamischen Entwicklung in **Abbildung 4.21** zusammengestellt.

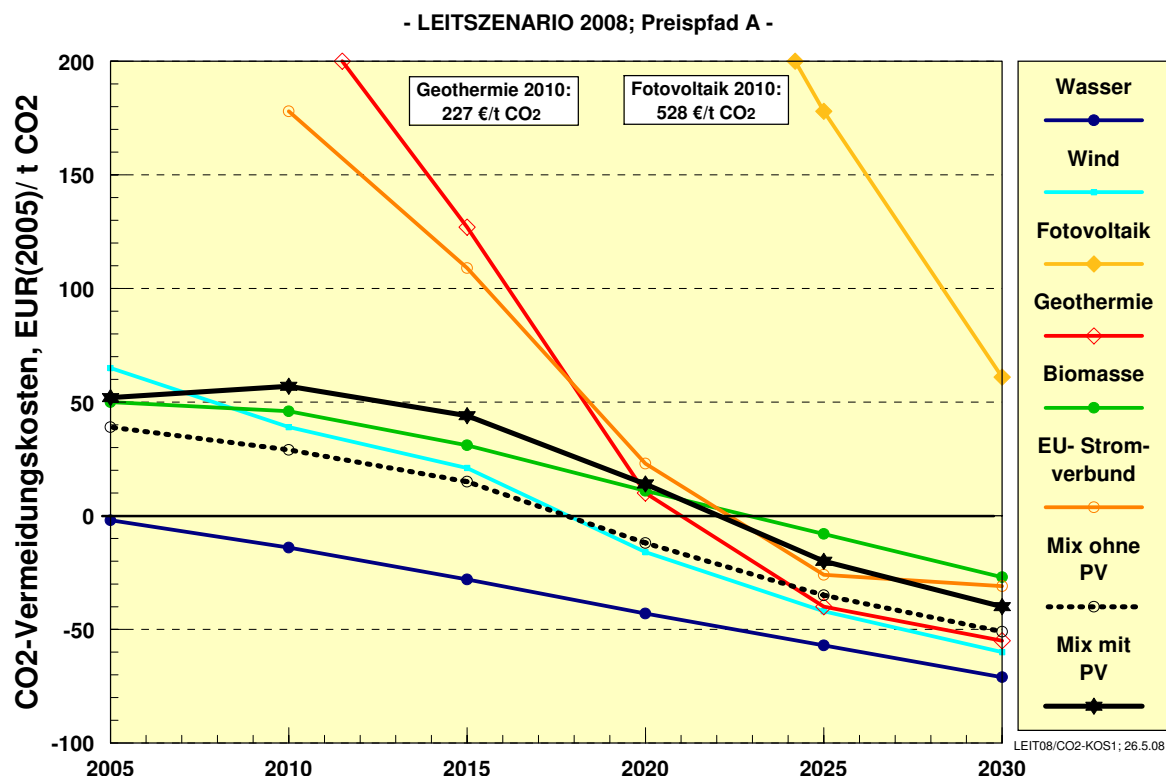


Abbildung 4.21: CO₂-Vermeidungskosten stromerzeugender EE-Technologien unter den Rahmenbedingungen des LEITSZENARIOS 2008

Die derzeitigen Vermeidungskosten liegen für Windenergie im Mittel bei 65 €/t CO₂, bei Biomasse und Biogas bei 50 €/t. Fotovoltaik hat mit 740 €/t CO₂ noch sehr hohe Vermeidungskosten. Leicht negative Vermeidungskosten hat die Wasserkraft. Der EE-Mix des LEITSZENARIOS 2008 liegt bei 52 €/t CO₂ (ohne Fotovoltaik bei 40 €/t CO₂). Durch das Zusammenwirken der Kostendegressionen bei den EE-Technologien und der im Preispfad A deutlich steigenden anlegbaren Energiepreise sinken die CO₂-Vermeidungskosten rasch. Entsprechend dem Verlauf der Differenzkosten gehen auch die Vermeidungskosten des EE-Mixes kurz nach 2020 gegen Null um dann negativ zu werden. Auch die heute noch sehr hohen Vermeidungskosten verringern sich rasch. In 2030 hat nur noch die Fotovoltaik positive Vermeidungskosten.

Die CO₂-Vermeidungskosten der Biomasse zur Wärmeerzeugung sind im Mittel mit 40 €/t CO₂ gering (**Abbildung 4.22**), die Mittelwerte für Kollektoren und Erdwärme liegen mit 720 bzw. 660 €/t CO₂ (Werte 2005) noch relativ hoch. Wegen der Dominanz der Biomasse liegen die Vermeidungskosten des gesamten EE-Wärmemixes mit 75 €/t CO₂ nahe bei denjenigen der Biomasse. Für den derzeitigen Biokraftstoffmix ergeben sich ebenfalls relativ hohe Vermeidungskosten von 270 €/t CO₂. Wasserstoff hat, gerechnet mit den Daten des Jahres 2010 auf der Basis von Windstrom, Vermeidungskosten in Höhe von rund 400 €/t CO₂. Der weitere Verlauf ist mit Stromkosten des europäischen Stromverbunds ermittelt worden. Wie im Strombereich, sinken aber auch in der Wärme- und Kraftstoffbereitstellung die CO₂-Vermeidungskosten rasch. Für Biomasse zur Wärmbereitstellung sind sie schon um 2013 bei Null, für Kollektoren und Erdwärme kurz nach 2020. Biokraftstoffe und Wasserstoff durchschreiten die Nulllinie um 2030.

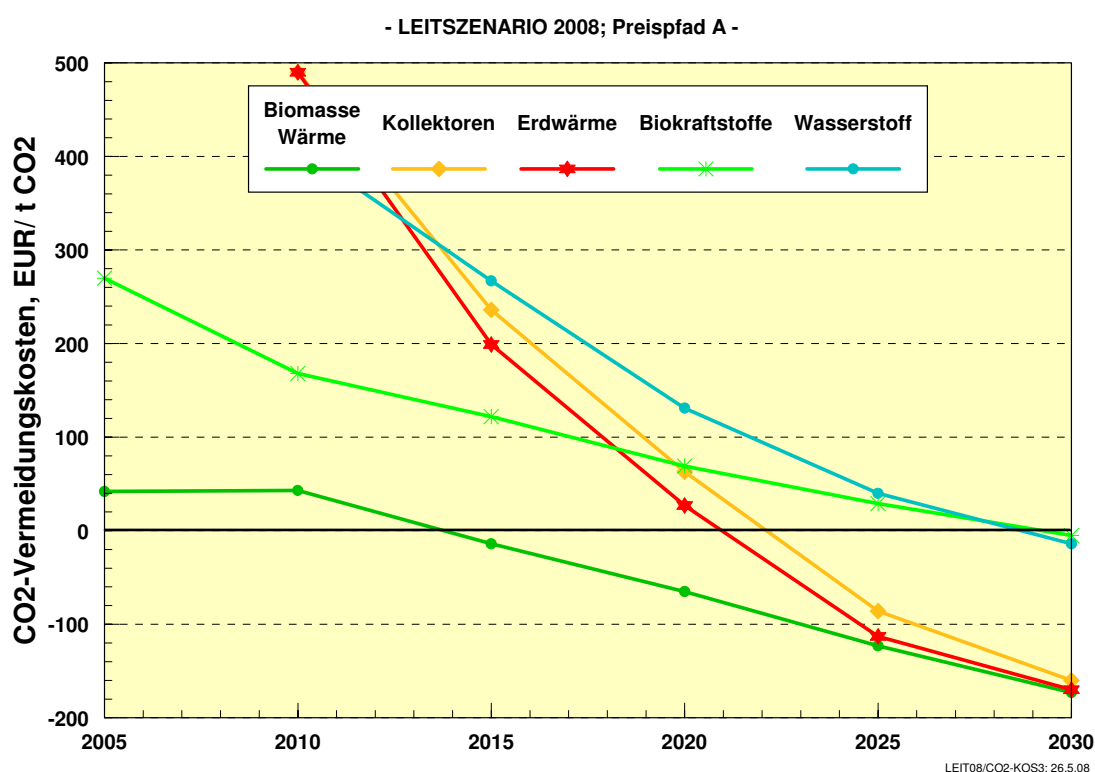


Abbildung 4.22: CO₂-Vermeidungskosten von EE-Technologien zur Wärmebereitstellung, von Biokraftstoff und regenerativem Wasserstoff unter den Rahmenbedingungen des LEITSZENARIOS 2008

Wie bereits bei der Betrachtung der Differenzkosten zeigt auch die Darstellung der CO₂-Vermeidungskosten, dass eine dynamische Betrachtung der Gesamtentwicklung unverzichtbare Voraussetzung ist, um den Stellenwert der Einführung erneuerbarer Energien korrekt beurteilen zu können. Momentaufnahmen von CO₂-Vermeidungskosten haben daher nur eine begrenzte Aussagekraft. Teilweise besitzen konventionelle Energietechnologien, wie etwa der Ersatz alter Kraftwerke durch neue fossile Kraftwerke, derzeit geringere Vermeidungskosten. Auch für die Zurückhaltung von Kohlendioxid aus Kraftwerken (Carbon Capture and Storage – CCS) werden mit CO₂-Vermeidungskosten zwischen 30 und 50 €/t CO₂ relativ geringe Vermeidungskosten angegeben [RECCS 2007]. Allerdings besitzen diese Technologien weder das niedrige Emissionsniveau von EE-Technologien (beste Steinkohlekraftwerke erreichen 650 g CO₂/kWh_{el}; beste Erdgas-GuD-Kraftwerke 320 g CO₂/kWh_{el}; CCS-Steinkohlekraftwerke um 180 g CO₂/kWh_{el} gegenüber Windkraft und solarthermischen Kraftwerken mit 10 bis 20 g/kWh_{el}) noch verfügen sie über die großen Kostensenkungspotenziale der meisten EE-Technologien.

5 Szenariovarianten zum Leitszenario 2008

5.1 Überblick über die zusätzlichen Szenarien

Das LEITSZENARIO 2008 orientiert sich an den Ausbauzielen 2020 der Bundesregierung bzw. der EU für EE, sowie dem Ziel, bis 2020 eine durchschnittliche jährliche Steigerung der (Primär-) Energieproduktivität von ca. 3 %/a zu erreichen. Die aus der Struktur und dem Energieträgermix des Leitszenarios 2008 resultierende CO₂-Minderung gegenüber dem Basisjahr 1990 liegt im Jahr 2020 bei 36%. Dies entspricht etwa auch der in anderen Untersuchungen ermittelten möglichen Minderung auf der Basis des Meseberg-Programms [BMU 2008b] (vgl. [ISI/PIK 2008] mit einer Minderung der Treibhausgase um 34,3% gegenüber 1990). Das weitere Ziel der Bundesregierung einer bis dahin erreichten CO₂-Reduktion um 40% ist also nicht vollständig erreicht. Von Interesse ist, mit welchen weiteren Maßnahmen bzw. Aufwand dieses Ziel erreicht werden kann. Auch noch weitergehende Entwicklungen in einzelnen Bereichen oder Sektoren sind vorstellbar, die zu weiteren CO₂-Minderungen führen können. Ebenso ist die Verfehlung eines oder mehrerer Ziele möglich. Aus den daraus resultierenden Ergebnissen solcher Szenariovarianten können Rückschlüsse auf die zukünftig zu treffenden energiepolitischen Entscheidungen gezogen werden.

Es werden im Folgenden zwei Gruppen von Szenariovarianten vorgestellt, die zwar auf dem Leitszenario 2008 aufbauen, sich aber deutlich in der Energieverbrauchsentwicklung unterscheiden und zusätzlich weitere Fragenstellungen aufgreifen:

Szenariovarianten E („Effizienz“): Erfolgreiches Umsetzen aller Effizienzziele

- **Szenario E1:** EE-Ausbau wie in LEITSZENARIO 2008, jedoch noch erfolgreichere Effizienzsteigerungen, insbesondere im Strombereich, und weiterer Ausbau der KWK;
- **Szenario E2:** Energienachfrage und –struktur wie in Szenario E1, jedoch noch zusätzlich weiterer („optimaler“) Ausbau einzelner EE-Technologien;
- **Szenario E3:** wie Szenario E2, jedoch nach 2020 zusätzlich deutlich stärkere Nutzung von EE im Verkehrsbereich.

Szenariovarianten D („Defizite“): Verfehlen der Effizienzziele

- **Szenario D1:** EE-Ausbau wie im LEITSZENARIO 2008, Effizienzmaßnahmen greifen jedoch geringer (Anstieg der Energieproduktivität zwischen 2006 und 2020 durchschnittlich 2,5%/a; auch geringere Erfolge beim KWK-Ausbau);
- **Szenario D2:** wie Szenario D1 jedoch zusätzlich mit stark kohleorientierter Investitionsstrategie im Kraftwerkssektor.

Die untenstehenden Tabellen und Abbildungen geben einen ersten Überblick über die wesentlichen Eckdaten dieser Szenarien für die Jahre 2020 (**Tabelle 5-1**), 2030 (**Tabelle 5-2**) und 2050 (**Tabelle 5-3**) und erlauben einen Vergleich mit den Ist-Daten und den Daten des LEITSZENARIOS 2008; (weitere Tabellen im Anhang 5).

Tabelle 5-1: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2020

| | 2005 | 2007 | LEIT 2008 | SZEN E1 | SZEN E2 | SZEN D1 | SZEN D2 |
|-------------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 12044 | 11548 | 11414 | 13016 | 13058 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 665 | 932 | 1953 | 1953 | 2147 | 1886 | 1886 |
| Anteil EE an PEV; % | 4,7 | 6,7 | 16,2 | 16,9 | 18,8 | 14,5 | 14,4 |
| Endenergie, PJ/a | 9240 | 9423 ⁰⁾ | 8133 | 7822 | 7819 | 8937 | 8937 |
| Endenergie EE, PJ/a | 602 | 807 | 1480 | 1482 | 1654 | 1436 | 1436 |
| Anteil EE, % | 6,6 | 8,6⁰⁾ | 18,2 | 18,9 | 21,1 | 16,1 | 16,1 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1852 | 1829 | 1791 | 1734 | 1735 | 1856 | 1856 |
| Strom-End EE, PJ/a | 229 | 314 | 624 | 626 | 743 | 605 | 605 |
| Anteil EE, % | 12,3 | 17,2 | 34,8 | 36,1 | 42,8 | 32,6 | 32,6 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4859 | 4995 | 4033 | 3875 | 3876 | 4533 | 4533 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 292 | 325 | 579 | 579 | 611 | 554 | 554 |
| Anteil EE, % | 6,0 | 6,6 | 14,4 | 14,9 | 15,8 | 12,2 | 12,2 |
| Kraftst. Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2529 | 2599 | 2308 | 2213 | 2208 | 2548 | 2548 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 81 | 167 | 277 | 277 | 300 | 277 | 277 |
| Anteil EE, % | 3,2 | 6,4³⁾ | 12,0 | 12,5 | 13,6 | 10,9 | 10,9 |
| Anteil an KSt.-Straße, % | 3,8 | 7,3 | 14,6 | 15,3 | 16,6 | 13,0 | 13,0 |
| Bruttostromverbr., TWh/a | 612 | 617 | 586 | 571 | 571 | 604 | 604 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 63,6 | 87,5 | 178 | 178 | 211 | 172 | 172 |
| Anteil EE, % | 10,4 | 14,2 | 30,4 | 31,2 | 37,0 | 28,5 | 28,5 |
| Anteil KWK ⁴⁾ , % | 11,6 | | 20,4 | 24,0 | 24,0 | 16,8 | 16,8 |
| Primärenergie, PJ/a ⁵⁾ | 14469 | 13842 | 12044 | 11548 | 11414 | 13016 | 13058 |
| Erneuerbare Energien | 665 | 932 | 1953 | 1953 | 2147 | 1886 | 1886 |
| Mineralöl | 5154 | 4678 | 4219 | 3787 | 3725 | 5034 | 5034 |
| Steinkohlen, Sonst., | 1980 | 1945 | 1129 | 1072 | 1054 | 1237 | 1525 |
| Braunkohle | 1596 | 1618 | 1115 | 1068 | 1068 | 1197 | 1401 |
| Erdgas, Erdöl | 3295 | 3136 | 3269 | 3309 | 3061 | 3302 | 2853 |
| Fossile Energien, ges. | 12025 | 11377 | 9732 | 9235 | 8908 | 10770 | 10812 |
| Kernenergie | 1779 | 1533 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 |
| Jähr. Steig. der Energie- prod. 2006-2020, %/a | | | 3,0 | 3,3 | 3,4 | 2,5 | 2,5 |
| Rückgang der CO₂-Emis- sionen seit 1990; %⁶⁾ | 15,5 | 17,2 | 35,7 | 39,7 | 41,7 | 27,6 | 25,2 |

0) entsprechend „EE in Zahlen“ (Juni 2008) hier Bezug auf Endenergie 2006; 1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; 2) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung, 3) Endenergie Verkehr abzüglich Stromeinsatz für mobile Zwecke; 4) KWK einschließlich Biomasse und Geothermie; 5) temperaturbereinigte Werte für 2005 = 14613, für 2007 = 14240 PJ/a; 6) 1990 = 993 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess, ohne übrige prozessbedingte Emissionen).

Tabelle 5-2: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2030

| | 2007 | LEIT 2008 | SZEN E1 | SZEN E2 | SZEN E3 | SZEN D1 | SZEN D2 |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 13842 | 10252 | 9861 | 9697 | 9698 | 11780 | 11839 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 932 | 2599 | 2599 | 2915 | 2998 | 2529 | 2529 |
| Anteil EE an PEV; % | 6,7 | 25,4 | 26,4 | 30,1 | 30,9 | 21,5 | 21,4 |
| Endenergie, PJ/a | 9423 ⁰⁾ | 7238 | 6966 | 6945 | 6928 | 8490 | 8490 |
| Endenergie EE, PJ/a | 807 | 2019 | 2013 | 2302 | 2384 | 1981 | 1981 |
| Anteil EE, % | 8,6⁰⁾ | 27,9 | 28,9 | 33,1 | 34,4 | 23,3 | 23,3 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1829 | 1687 | 1626 | 1640 | 1662 | 1827 | 1827 |
| Strom-End EE, PJ/a | 314 | 909 | 903 | 1047 | 1083 | 896 | 896 |
| Anteil EE, % | 17,2 | 53,9 | 55,6 | 63,8 | 65,2 | 49,0 | 49,0 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4995 | 3499 | 3376 | 3376 | 3384 | 4225 | 4225 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 325 | 785 | 785 | 900 | 900 | 760 | 760 |
| Anteil EE, % | 6,6 | 22,4 | 23,3 | 26,7 | 26,6 | 18,0 | 18,0 |
| Kraftst. Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2599 | 2051 | 1964 | 1929 | 1882 | 2438 | 2438 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 167 | 325 | 325 | 355 | 401 | 325 | 325 |
| Anteil EE, % | 6,4³⁾ | 15,8 | 16,5 | 18,4 | 21,3 | 13,3 | 13,3 |
| Anteil an KSt.-Straße, % | 7,3 | 19,3 | 20,3 | 22,4 | 25,8 | 16,0 | 13,0 |
| Bruttostromverbr., TWh/a | 617 | 562 | 546 | 552 | 575 | 601 | 601 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 87,5 | 282 | 282 | 327 | 349 | 275 | 275 |
| Anteil EE, % | 14,2 | 50,2 | 51,6 | 59,2 | 60,7 | 45,8 | 45,8 |
| Anteil KWK ⁴⁾ , % | 11,6 | 24,7 | 26,5 | 25,4 | 24,0 | 20,6 | 20,6 |
| Primärenergie, PJ/a ⁵⁾ | 13842 | 10252 | 9861 | 9697 | 9698 | 11780 | 11839 |
| Erneuerbare Energien | 932 | 2599 | 2599 | 2915 | 2998 | 2529 | 2529 |
| Mineralöl | 4678 | 3458 | 3072 | 2904 | 2829 | 4574 | 4574 |
| Steinkohlen, Sonst., | 1945 | 682 | 615 | 613 | 570 | 897 | 1242 |
| Braunkohle | 1618 | 639 | 548 | 548 | 503 | 810 | 1091 |
| Erdgas, Erdölgas | 3136 | 2873 | 3028 | 2717 | 2799 | 2971 | 2404 |
| Fossile Energien, ges. | 11377 | 7652 | 7262 | 6782 | 6700 | 9252 | 9310 |
| Kernenergie | 1533 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Järl. Steig. der Energie- prod. 2021-2030, %/a | | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 2,2 | 2,2 |
| Rückgang der CO₂-Emis- sionen seit 1990; %⁶⁾ | 17,2 | 52,7 | 56,3 | 59,2 | 60,2 | 40,1 | 37,0 |

0) entsprechend „EE in Zahlen“ (Juni 2008) hier Bezug auf Endenergie 2006; 1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; 2) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung, 3) Endenergie Verkehr abzüglich Stromeinsatz für mobile Zwecke; 4) KWK einschließlich Biomasse und Geothermie; 5) temperaturbereinigter Wert für 2007 = 14240 PJ/a; 6) 1990 = 993 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess, ohne übrige prozessbedingte Emissionen).

Tabelle 5-3: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2050

| | 2007 | LEIT 2008 | SZEN E1 | SZEN E2 | SZEN E3 | SZEN D1 | SZEN D2 |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 13842 | 8066 | 7826 | 7774 | 7849 | 10323 | 10352 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 932 | 3843 | 3843 | 4088 | 4513 | 3788 | 3788 |
| Anteil EE an PEV; % | 6,7 | 47,6 | 49,1 | 52,6 | 57,5 | 36,7 | 36,3 |
| Endenergie, PJ/a | 9423 ⁰⁾ | 5845 | 5631 | 5618 | 5591 | 7719 | 7719 |
| Endenergie EE, PJ/a | 807 | 3045 | 3038 | 3267 | 3590 | 3046 | 3046 |
| Anteil EE, % | 8,6⁰⁾ | 52,1 | 54,0 | 58,2 | 64,2 | 39,5 | 39,5 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1829 | 1568 | 1525 | 1550 | 1604 | 1777 | 1777 |
| Strom-End EE, PJ/a | 314 | 1364 | 1357 | 1443 | 1514 | 1382 | 1382 |
| Anteil EE, % | 17,2 | 87,0 | 89,0 | 93,1 | 94,4 | 77,7 | 77,7 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4995 | 2480 | 2386 | 2412 | 2437 | 3692 | 3692 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 325 | 1198 | 1198 | 1279 | 1279 | 1181 | 1181 |
| Anteil EE, % | 6,6 | 48,3 | 50,2 | 53,0 | 52,5 | 32,0 | 32,0 |
| Kraftst. Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2599 | 1796 | 1720 | 1656 | 1550 | 2251 | 2251 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 167 | 483 | 483 | 545 | 797 | 483 | 483 |
| Anteil EE, % | 6,4³⁾ | 26,9 | 28,1 | 32,9 | 51,4 | 21,5 | 21,5 |
| Anteil an KSt-Straße, % | 7,3 | 32,7 | 34,3 | 39,8 | 61,7 | 25,7 | 25,7 |
| Bruttostromverbr., TWh/a | 617 | 583 | 571 | 593 | 699 | 641 | 641 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 87,5 | 472 | 472 | 514 | 621 | 467 | 467 |
| Anteil EE, % | 14,2 | 81,0 | 82,7 | 86,7 | 88,8 | 72,9 | 72,9 |
| Anteil KWK ⁴⁾ , % | 11,6 | 27,4 | 25,9 | 22,9 | 19,1 | 22,9 | 22,9 |
| Primärenergie, PJ/a ⁵⁾ | 13842 | 8066 | 7826 | 7774 | 7849 | 10323 | 10352 |
| Erneuerbare Energien | 932 | 3843 | 3843 | 4088 | 4513 | 3788 | 3788 |
| Mineralöl | 4678 | 2387 | 2328 | 2198 | 1719 | 3694 | 3694 |
| Steinkohlen, Sonst., | 1945 | 274 | 257 | 212 | 208 | 561 | 741 |
| Braunkohle | 1618 | 27 | 0 | 0 | 0 | 217 | 407 |
| Erdgas, Erdölgas | 3136 | 1535 | 1399 | 1277 | 1410 | 2064 | 1721 |
| Fossile Energien, ges. | 11377 | 4223 | 3983 | 3685 | 3336 | 6535 | 6564 |
| Kernenergie | 1533 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Jährl. Steig. der Energie- prod. 2030-2050, %/a | | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,4 | 1,4 |
| Rückgang der CO₂-Emis- sionen seit 1990; %⁶⁾ | 17,2 | 78,4 | 80,0 | 82,2 | 85,0 | 61,1 | 59,3 |

0) entsprechend „EE in Zahlen“ (Juni 2008) hier Bezug auf Endenergie 2006; 1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; 2) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung, 3) Endenergie Verkehr abzüglich Stromeinsatz für mobile Zwecke; 4) KWK einschließlich Biomasse und Geothermie; 5) temperaturbereinigter Wert für 2007 = 14240 PJ/a; 6) 1990 = 993 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess, ohne übrige prozessbedingte Emissionen).

Eine wirksame Effizienzstrategie ist eine zentrale Voraussetzung für eine ausreichende Minderung von CO₂-Emissionen, auch dann, wenn der Ausbau der EE erfolgreich verläuft. Insbesondere Effizienzerfolge in der Stromverwendung und der Strombereitstellung sind wegen der im Vergleich zum Wärme- und Kraftstoffbereich höheren Emissionsfaktoren besonders wichtig. Die wachsenden negativen Auswirkungen einer stetig unzulänglichen Steigerung der Energieproduktivität zeigen sich im Vergleich zwischen sehr erfolgreicher Effizienzsteigerung (E-Szenarien) und verzögerter Effizienzsteigerung (D-Szenarien) besonders an der Höhe des verbleibenden fossilen Primärenergieeinsatzes zur Jahrhundertmitte und damit an der Abhängigkeit von Ressourcen, die zu diesem Zeitpunkt sehr knapp und sehr teuer sein werden. In den D-Szenarien kann ihr Beitrag nur auf knapp 60% des heutigen Wertes reduziert werden, im Szenario E1 sinkt der Wert (bei gleichem Beitrag der EE) auf 35%. Kann diese Entwicklung noch mit einer besonders günstigen Entwicklung der EE kombiniert werden (Szenario E3), kann der Beitrag fossiler Energien im Jahr 2050 auf unter 30% der heutigen Menge reduziert werden. Im LEITSZENARIO 2008 beläuft sich der Beitrag fossiler Energien in 2050 auf 37%.

Die Schere in der Energienachfrage infolge der schwächer ablaufenden Effizienzsteigerung gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 wächst beträchtlich. Im Jahr 2020 ist der Primärenergieverbrauch im Szenario D2 bereits um 8% höher als im Leitszenario 2008 (**Abbildung 5.1**). Der Unterschied erweitert sich bis 2050 auf knapp 30%. Der Verlauf des Primärenergieverbrauchs in den Szenarien D entspricht etwa derjenigen der Referenzvariante des im Jahr 2005 erstellten Energiereports IV [EWI/Prognos 2005]. Bei gleichem Wachstum der EE reduziert dieser Verlauf des Energieverbrauchs ihre Anteile im Jahr 2020 um 1,8 Prozentpunkte und bei unveränderter Tendenz um 11 Prozentpunkte bis 2050 gegenüber dem LEITSZENARIO 2008. Würde die Steigerung der Energieproduktivität nur mit dem Vergangenheitstrend fortgeschrieben (Effizienz-Trend ~2%/a), so wäre der Rückgang der Primärenergienachfrage äußerst gering. Bis 2020 beliefte er sich lediglich auf 4% und bis 2050 auf 14%. In den E-Szenarien kann dagegen der Primärenergieverbrauch gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 bis 2020 nochmals um 5% gesenkt werden.

Parallel zum Primärenergieverbrauch verändern sich die CO₂-Emissionen. Während das LEITSZENARIO 2008 mit 639 Mio. t CO₂/a in 2020 den Zielwert von -40% gegenüber 1990 noch leicht verfehlt (**Abbildung 5.2**), erreichen ihn die Szenarien E (E1 mit 599 Mio. t/a) bzw. übertreffen ihn (E2 mit 579 Mio. t/a bzw. -42%). Auch das Langfristziel 2050 wird in den Szenarien E erreicht bzw. übertroffen (Leitszenario – 78%; Szenario E1 –80%; Szenario E2 – 82% und Szenario E3 -85%). In den Szenarien D erreicht die Reduktion in 2020 dagegen nur 28% (D1) bzw. 25% (D2). Die zum Vergleich dargestellte CO₂-Reduktion in der Referenzvariante des Energiereports IV, die etwa den bisherigen Trend fortsetzt, liegt im Jahr 2020 um nochmals 45 Mio. t CO₂/a darüber. Auch der Zielwert 2050 beträgt im Szenario D nur rund 60%. Ersichtlich wird, dass eine nur unzulänglich angestoßene Effizienzstrategie zu einer deutlichen Verfehlung der Klimaschutzziele führt. Der dann über Jahrzehnte nicht vermiedene Energieverbrauch kann auch nicht vollständig durch EE kompensiert werden, die in der dafür erforderlichen Intensität bzw. in der notwendigen Zeit nicht ausgebaut werden können. Dies wird im Folgenden noch genauer dargelegt.

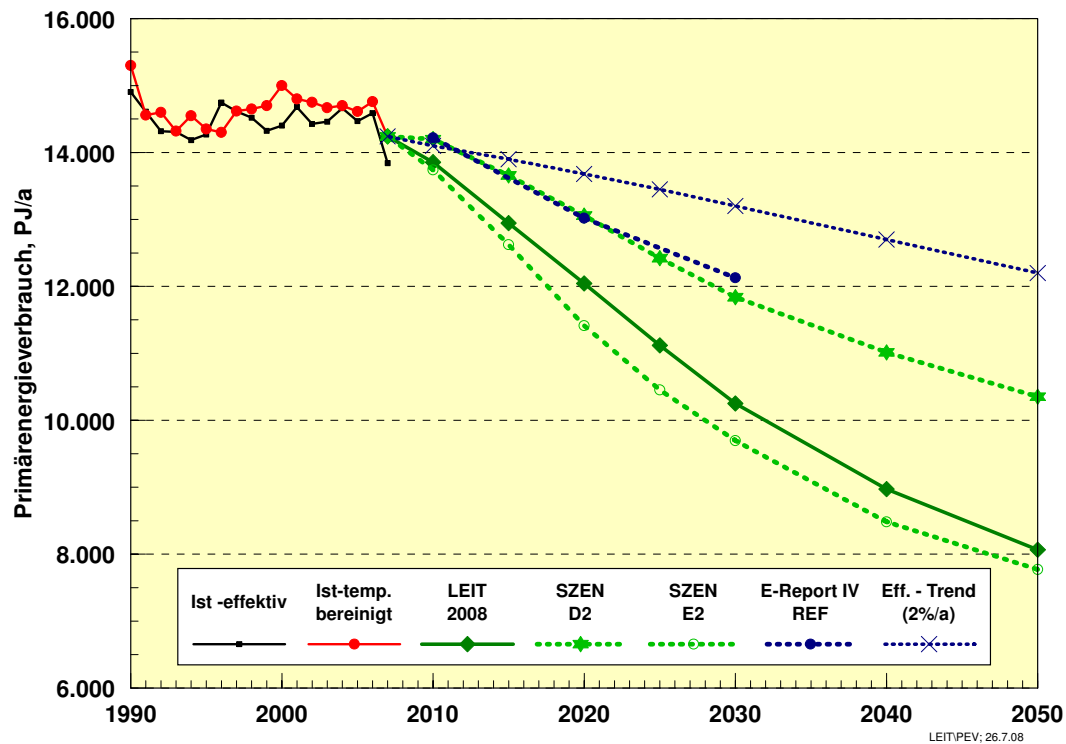


Abbildung 5.1: Entwicklung der Primärenergie bei unterschiedlicher Steigerung der Energieproduktivität in verschiedenen Szenariovarianten: Szenario D2 mit 2,5% jährlicher Steigerung bis 2020, Leitszenario 2008 mit 3%/a, Szenario E2 mit 3,4%/a und Vergleich mit dem Energie report IV [EWI/Prognos 2005] und mit einer Trendfortsetzung mit 2%/a jährlicher Steigerung

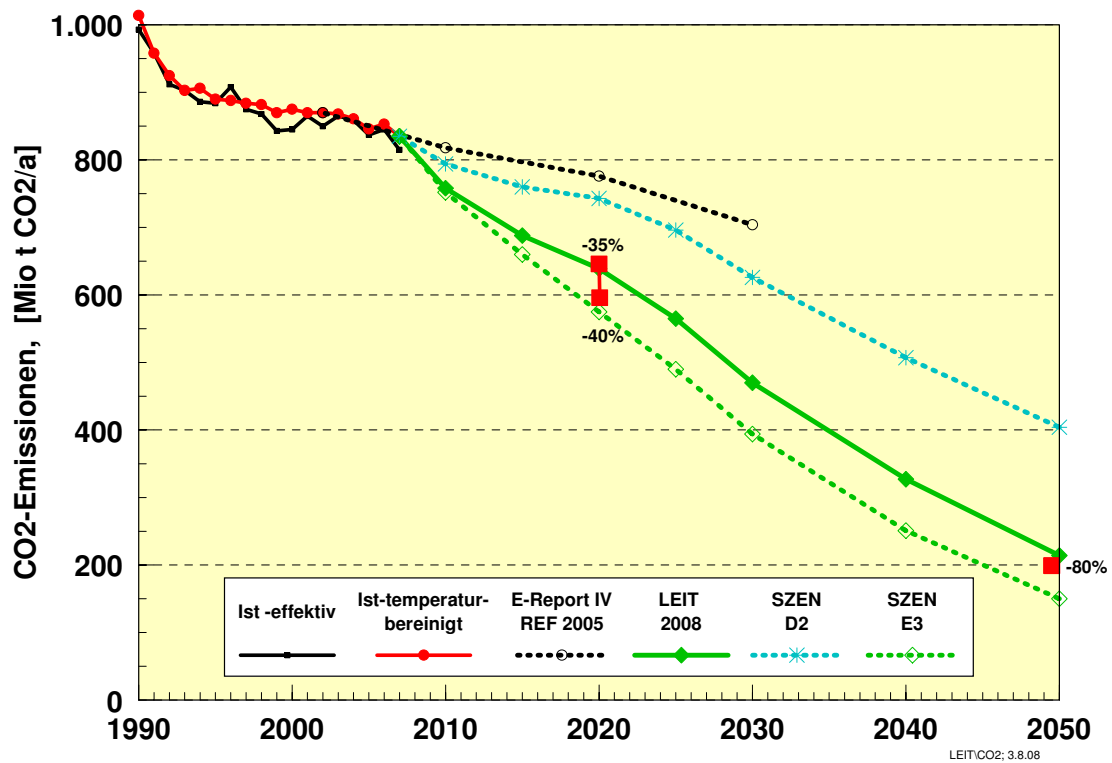


Abbildung 5.2: Entwicklung der CO₂-Emissionen in den in Abbildung 5.1 dargestellten Szenarien und Reduktionsziele 2020 und 2050 (bezogen auf 1990)

Im LEITSZENARIO 2008 werden die EE-Zielwerte des Jahres 2020 umgesetzt: Anteil am Bruttostromverbrauch 30%, am Wärmeverbrauch (Endenergie) 14%, am Kraftstoffverbrauch (einschließlich Bahn, Schiff, Flugzeug) 12% bzw. am gesamten Endenergieverbrauch 18%. Primärenergetisch ergibt sich damit ein Anteil von 16,2% (**Abbildung 5.3**). Bei einer sehr günstigen Entwicklung der EE bei gleichzeitig erfolgreicher Effizienzstrategie (Szenarien E2/E3) können im Jahr 2020 entsprechende Anteile für Strom von 37%, für Wärme von 16%, für Kraftstoffe von 14% bzw. für Endenergie von 21% erreicht werden. Primärenergetisch entspricht dies 18,8%. Andererseits sind mit den Szenarien D – bei gleichen Absolutwerten der EE wie im LEITSZENARIO 2008 - auch deutlich niedrigere Werte nicht ausgeschlossen, nämlich für Strom 28,5%, für Wärme 12%, für Kraftstoffe 11% bzw. für Endenergie 16%. Primärenergetisch wären dies nur 14,5%.

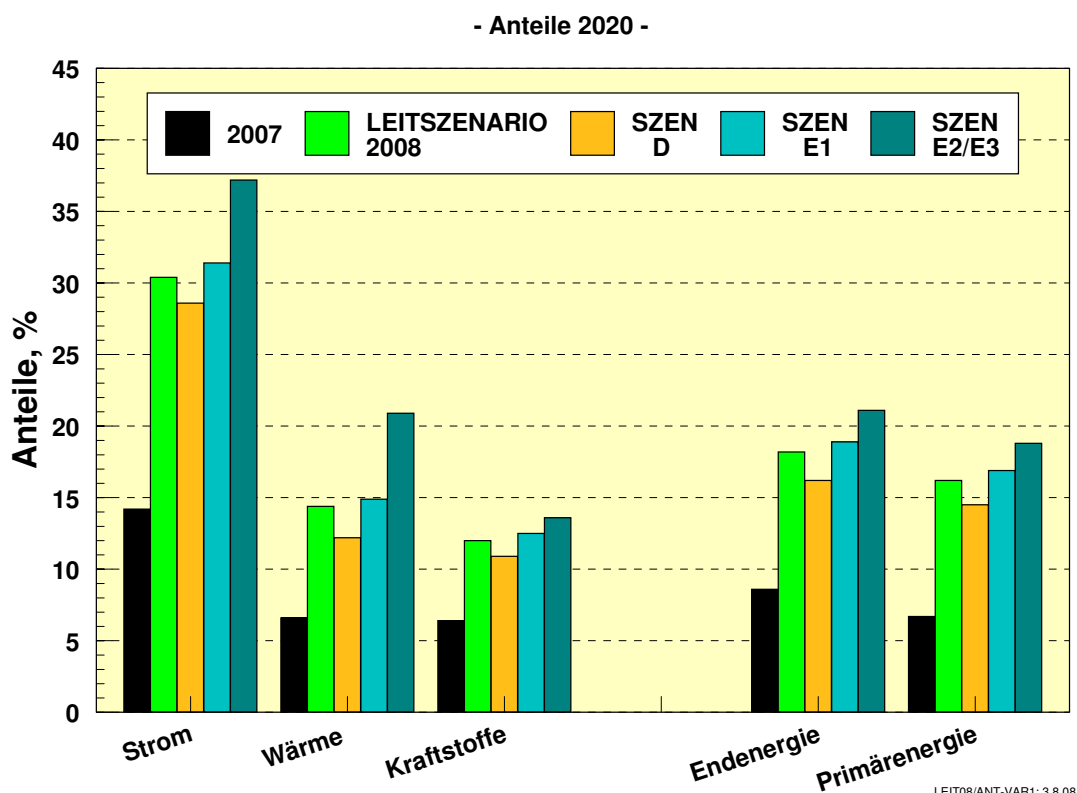


Abbildung 5.3: Anteile erneuerbarer Energien am Strom-, Wärme- und Kraftstoffverbrauch, sowie am gesamten Endenergie- und Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 für das LEITSZENARIO 2008 und für die Szenarien E und D ; (Strom = Bruttostromverbrauch)

In der Fortentwicklung bis 2050 divergieren die EE-Anteile zusehends (**Abbildung 5.4**). Bis 2030 kann der Anteil der EE am Bruttostromverbrauch zwischen 46% und 60% liegen (Leitszenario 50%) und am gesamten Endenergieverbrauch zwischen 23% und 35% (Leitszenario 28%). Für 2050 lauten die entsprechenden Werte für Strom 73% und 89% (Leitszenario 81%) und für Endenergie 40% und 65% (Leitszenario 52%). Von einer erfolgreichen Effizienzstrategie hängt es also auch ab, ob die EE im Stromsektor nach 2030 die dominierende Energiequelle werden und ob sie rechtzeitig vor Mitte dieses Jahrhunderts einen Anteil von 50% am gesamten Energiebedarf überschreiten.

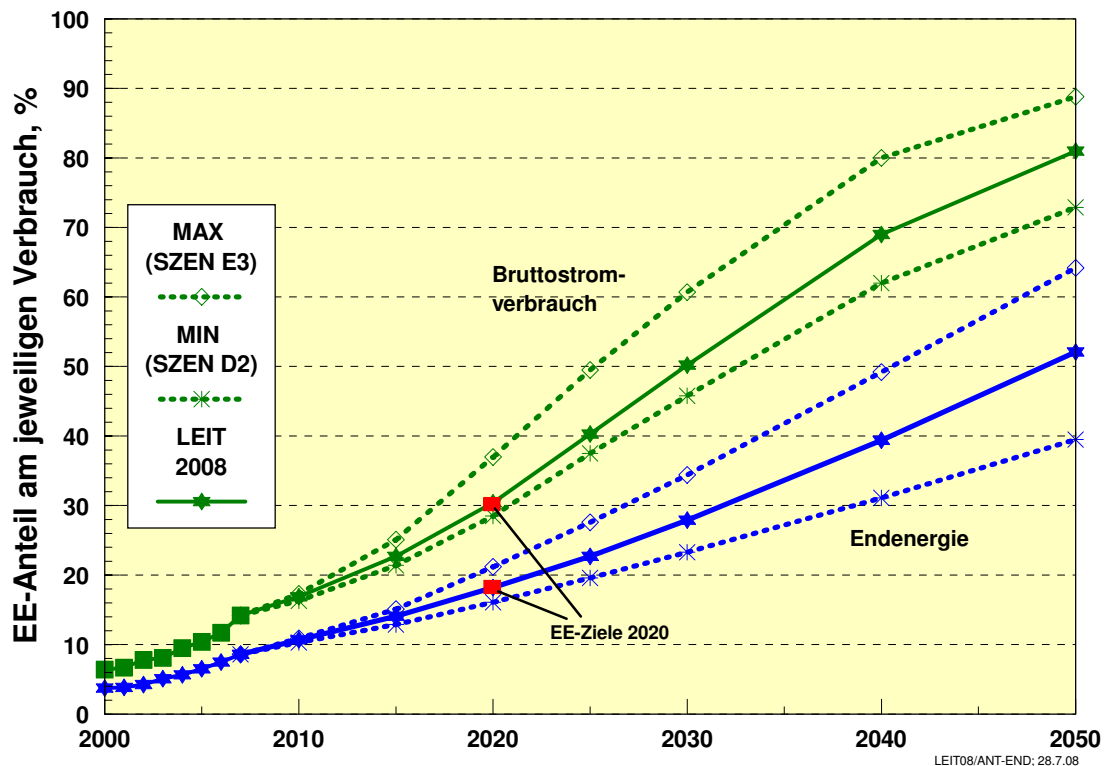


Abbildung 5.4 Bandbreite der EE-Anteile an der Bruttostromerzeugung und der Endenergie bis 2050 für das LEITSZENARIO 2008 und die Szenarien E3 und D2

5.2 Besondere Merkmale der Szenarien E1, E2 und E3

5.2.1 Szenario E1

In den Szenarien E wird davon ausgegangen, dass das bestehende energie- und klimapolitische Instrumentarium in diversen Überprüfungsschritten noch soweit angepasst oder erweitert wird, so dass auch die Effizienzziele der Bundesregierung bis 2020 vollständig erreicht werden. In Kombination mit den gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 unveränderten EE-Beiträgen (Szenario E1) kann dann bis 2020 eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen gegenüber 1990 um 40% erreicht werden. Auch nach 2020 soll ein stabiler Trend zur weiteren Effizienzsteigerung bestehen bleiben. Insbesondere wird unterstellt, dass die Nachfrage nach Strom deutlich zurückgeht (vgl. Abbildung 2.2). In 2020 werden im Szenario E1 noch 92% des Bruttostromverbrauchs des Jahres 2007 nachgefragt; in 2030 sind es noch 87% und in 2050 noch rund 80%. Diese Entwicklung verlangt, dass die Stromintensität (STROM/BIP), die im letzten Jahrzehnt nur leicht gesunken ist, in den nächsten Jahren wesentlich deutlicher zurückgeht (**Abbildung 5.5**). Sie muss sich gegenüber 2000 bis 2020 um 26% verringern. Langfristig (2050) ist eine Halbierung der Stromintensität anzustreben. Für den Pro-Kopf-Verbrauch an Strom bedeutet dies eine Trendumkehr. Die bisherige stetige Zunahme geht in eine leichte Abnahme über. In 2020 wird pro Kopf etwas weniger Strom als im Jahr 2000 verbraucht, langfristig liegt der Wert 10% darunter.

Wegen größerer Effizienzpotenziale im Wärme- und Verkehrsbereich sinkt die Endenergieintensität (END/BIP) stärker und zwar um 36% bis 2020 gegenüber 2000 und langfristig um 65%. In der noch stärkeren Reduktion der Primärenergieintensität (PEV/BIP) wird sowohl die zusätzliche Wirkung des KWK-Ausbaus sichtbar als auch der Anstieg des Beitrags der EE,

der wegen der Bewertung nach der Wirkungsgradmethode für EE-Strom „automatisch“ zu geringeren Umwandlungsverlusten führt. In 2020 liegt die Primärenergieintensität um 40% niedriger, langfristig verringert sie sich um 70%. Auf der Basis dieser Eckdaten gelingt gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 bis 2020 eine weitere Reduktion der Stromnachfrage um 3% und der Endenergienachfrage um 4%. Dies führt auch zu höheren relativen Anteilen der EE an der Gesamtversorgung (vgl. Tabelle 5-1).

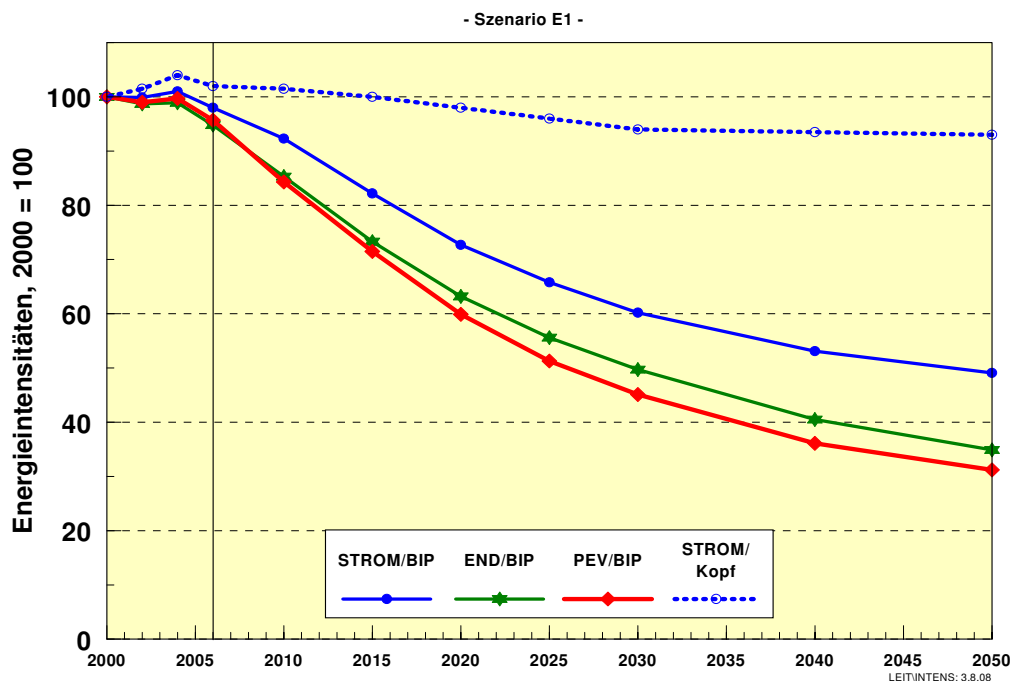


Abbildung 5.5: Verlauf der Energieintensitäten für Strom, Endenergie und Primärenergie sowie des Pro-Kopf-Verbrauchs an Strom im Szenario E1 (2000 = 100)

Ein wesentliches Gestaltungselement eines effizienten Energiesystems ist die Kraft-Wärme-Kopplung. Neben der Verringerung der Umwandlungsverluste der Stromerzeugung ist sie auch ein wichtiges Bindeglied zur umfassenden Nutzung erneuerbarer Energien. Zum einen verlangt eine bedeutende Ausweitung der KWK im Siedlungssegment nach denselben Strukturen, wie sie auch für den dezentralen Teil der Stromerzeugung aus EE erforderlich sind; zum andern sind diejenigen EE, deren Wandlung und Nutzung thermisch geschieht (Biomasse, Geothermie, Solarkollektoren) ebenfalls auf eine vernetzte Wärmeversorgung mittels zahlreicher unterschiedlich großer Nahwärmenetze angewiesen.

Eine bedeutende Ausweitung der KWK, wie sie das 25%-Ziel darstellt, ist wärmeseitig eine außerordentlich schwierige und langwierige Strategie. Die Siedlungs-KWK zur Versorgung von Gebäuden mit Raumheizung und Warmwasser besteht heute zu 80% aus HKW, die größere Fernwärmenetze in städtischen Siedlungsgebieten versorgen. Ihre Ausweitung ist nur noch sehr beschränkt möglich. Geringe Neubautätigkeit und mit Gebäudesanierungen einhergehender sinkender Wärmebedarf ermöglichen oft nur noch eine Konsolidierung oder bestenfalls geringe Ausweitung der Wärmenachfrage mittels Erhöhung des Anschlussgrads und Abrundung der Netze. Die Steigerung der KWK-Strommenge geschieht hier überwiegend durch Modernisierung der Kraftwerke, welche zu einer Erhöhung der Stromkennziffer führt. Um neue Wärmeverbraucher zu erreichen, sollten zum einen geeignete Neubauvorhaben (Reihenhaussiedlungen, Mehrfamilienhäuser, Geschäftsgebäude u.ä.) grundsätzlich nur

mit KWK-Anlagen versorgt werden, zum anderen muss unbedingt der Altbaubestand durch Nahwärmenetze und Objekt-KWK erschlossen werden. Nur so kann auch wärmeseitig eine Ausweitung der KWK erreicht werden und können die heute noch dominierenden Öl- und Gaseinzelheizungen verdrängt werden. In der Industrie-KWK ist neben der Erhöhung der Stromkennzahl bei etwa konstant bleibender (Prozess-) Wärmenachfrage auch darauf zu achten, dass eine Verbundversorgung die Nutzung von Industrieabwärme in benachbarten Siedlungsquartieren erlaubt.

Das Ergebnis dieser Überlegungen im Rahmen des Szenarios E1 zeigt **Abbildung 5.6**. Um bis 2020 einen KWK-Anteil von ca. 25% zu erreichen, ist ein rasches Wachstum aller Segmente, insbesondere aber des Segments „Nahwärme und Objekte“ erforderlich. Während letzteres derzeit rund 10% des gesamten KWK-Stroms in Höhe von 72 TWh/a (und der gesamten KWK-Wärme in Höhe von 490 PJ/a) bereitstellt, sollten in 2020 die Anteile der drei Segmente bei einer KWK-Stromerzeugung von 136 TWh/a nahezu ausgewogen sein. Dazu muss der Beitrag dieses Segments von derzeit ca. 7,5 TWh/a auf knapp 40 TWh/a um gut das Fünffache wachsen. Ein Großteil dieses Wachstums wird von der Biomasse getragen. HKW tragen in 2020 43 TWh/a Strom (2005 rund 30 TWh/a) und die industrielle KWK 53 TWh/a (2005 rund 34 TWh/a) bei. Die mittlere Stromkennzahl aller KWK-Anlagen steigt von ca. 0,52 in 2005 auf 0,67 in 2020. Während die KWK-Stromproduktion um 90% steigt, erhöht sich das Angebot an KWK-Wärme daher „nur“ um 50% auf insgesamt 735 PJ/a. Diese zusätzliche Wärme muss trotz einer Reduktion der gesamten Wärmenachfrage bis 2020 um 20% im Wärmemarkt untergebracht werden. Gelingt dies, so erhöht sich der Anteil der KWK-Wärme am gesamten Wärmeverbrauch von derzeit 9% auf 16,5% in 2020.

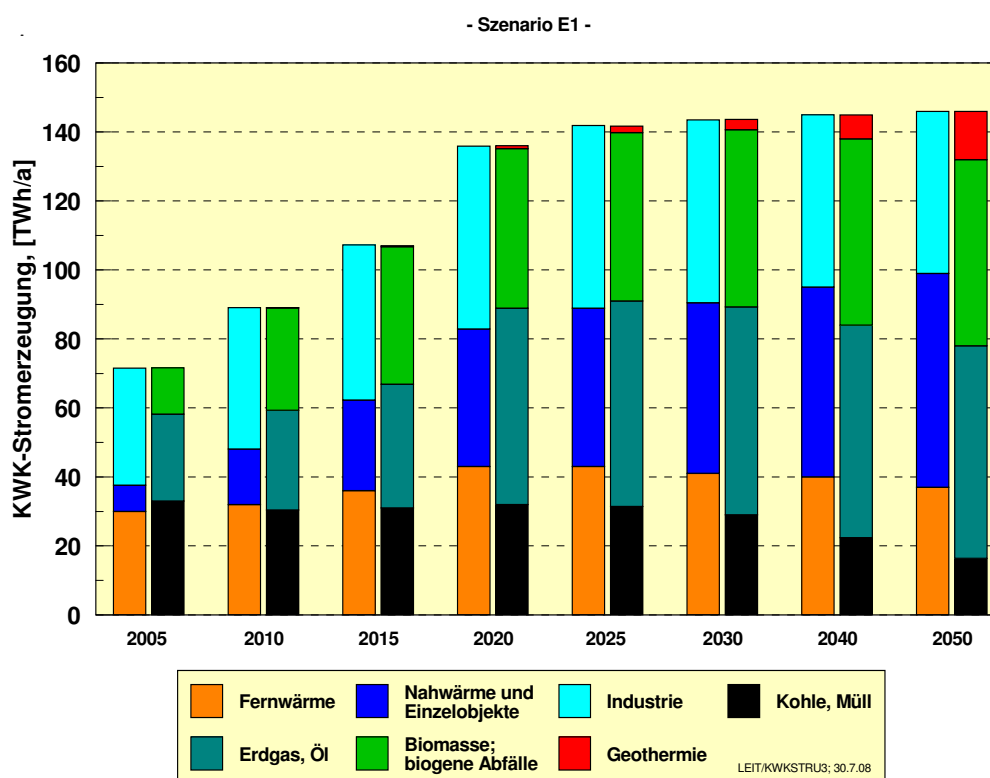


Abbildung 5.6: Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung im Szenario E1 nach Nutzungsarten und nach Energiequellen

In Verbindung mit dem nach 2020 weiter zurückgehenden Wärmebedarf (Verbrauch in 2050 noch 50% des heutigen Verbrauchs) und der parallelen Ausweitung der EE-Technologien Solarkollektoren, Erdwärmepumpen und reinen Geothermieheizwerken ist das wärmeseitige KWK-Potenzial nach 2020 praktisch ausgeschöpft. Die KWK-Wärmemenge geht bis 2050 sogar leicht zurück auf rund 650 PJ/a. Stromseitig kann dieser Rückgang jedoch durch eine weitere Erhöhung der Stromkennzahl auf 0,84 in 2050 kompensiert werden. Die KWK-Stromproduktion steigt noch leicht auf 146 TWh/a, was zu einem Anteil von 26% führt. Infolge des stark zurückgehenden Wärmebedarfs steigt der relative Anteil der KWK-Wärme deutlich und erreicht in 2050 rund 23%.¹⁹

Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Wachstumsbedingungen der KWK-Segmente sind die Energiequellen Erdgas und Biomasse das Rückgrat der zukünftigen KWK-Versorgung, da nur sie in den dezentralen Segmenten eingesetzt werden können. Nach 2020 werden sie allmählich durch die Tiefengeothermie ergänzt. Der Einsatz von Erdgas im Wärmebereich wird also von der Einzelbeheizung auf die KWK-Versorgung verlagert, was bei etwa gleichem Gesamtnutzungsgrad zu einer deutlich höheren Wertigkeit der bereitgestellten Nutzenergie führt. Ein Mehreinsatz von Erdgas ist damit nicht verbunden (vgl. auch Abbildung 3.4 für das LEITSZENARIO 2008). Die Kohle bleibt auf absehbare Zeit der wesentliche Energieträger im Fernwärmesegment, nach 2030 erfolgt aber ein merklicher Rückgang. Derzeit werden 45% des KWK-Stroms mittels Kohle (einschließlich nichtbiogenem Müll) bereitgestellt; in 2020 sind es – bei gleicher Absolutmenge – noch 24% und in 2050 schließlich noch 11%.

5.2.2 Szenario E2

In diesem Szenario werden Möglichkeiten eines stärkeren EE-Wachstums im Vergleich zum LEITSZENARIO 2008 untersucht. Dabei wird die Energienachfragestruktur des Szenario E1 übernommen. Weitere Zubaupotenziale werden bis auf die Wasserkraft und die Biomasse noch bei allen anderen EE-Technologien gesehen. Bei der Windenergienutzung an Land wird in Anlehnung an ein Szenario „steigende Nabenhöhen“ nach [Winguard 2008] vom Abbau länderspezifischer Restriktionen hinsichtlich der Begrenzung der Nabenhöhe ausgegangen. Außerdem sollen Abstandsregelungen in Vorranggebieten nicht zu einer Verkleinerung derzeit verfügbarer Flächen führen. Darüber hinaus werden weitere Flächen für die Windenergienutzung ausgewiesen. Auch die im EEG vorhandene Repower-Regelung findet Anwendung. Dies führt im Szenario E2 zu einer installierten Windleistung von 36 GW im Jahr 2020 mit einer Stromproduktion von 73,5 TWh/a (**Tabelle 5-4**). Für die Offshore-Installation wird nach 2015 von einer sehr günstigen Investitionsdynamik ausgegangen, so dass bis 2020 eine Leistung von 12 GW installiert werden kann, mit der rund 40 TWh/a Strom bereitgestellt werden können. Bei der Fotovoltaik wird eher von der Obergrenze des im EEG definierten Wachstumskorridors ausgegangen (1 500 – 1 700 MW/a), was bis 2020 zu einer installierten Leistung von 22 GW führt. Legt man die Wachstumsgradienten der Frühphase des Windenergiezubaues auch für Geothermie und den EE-Verbund (unter Einbeziehung solarthermischer Kraftwerke im Mittelmeerraum) zugrunde, so sind auch dort schnellere Zuwächse als im LEITSZENARIO 2008 vorstellbar. Allerdings bleiben die möglichen Beiträge beider Optionen mit 2,3 bzw. 4,8 TWh/a bis 2020 trotzdem relativ gering.

¹⁹ Zum Vergleich mit dem Leitszenario 2008 siehe Tabelle 3-4. Aufgrund der schwierigen Wachstumsbedingungen der KWK im Wärmemarkt wurde im Leitszenario 2008 von einem bis 2020 erreichbaren KWK-Stromanteil von knapp 21%, entsprechend 119 TWh/a ausgegangen. Wegen des weniger stark fallenden Wärmebedarfs im Leitszenario 2008 steigt dort aber die KWK-Stromproduktion bis 2050 noch auf 156 TWh/a.

Tabelle 5-4: Eckdaten des EE-Ausbaus 2020 und 2050 in den Szenarien E2 und E3 im Vergleich zum LEITSZENARIO 2008

| | 2020 | | 2050 | | |
|----------------------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|
| In TWh/a (GW) | LEIT 2008 | E2/E3 | LEIT 2008 | E2 | E3 |
| Wind | 87,1 (38) | 114,1 (48) | 209,4 (71) | 228,6 (76) | 270,3 (88) |
| - Onshore | 53,5 (28) | 73,5 (36) | 66,9 (34) | 79,7 (38) | 90,3 (43) |
| - Offshore | 33,7 (10) | 40,6 (12) | 142,5 (37) | 148,9 (38) | 180,0 (45) |
| Fotovoltaik | 15,5 (17,9) | 19,3 (22,1) | 27,7 (29) | 36,3 (38) | 47,8 (50) |
| Geothermie | 1,8 (0,28) | 2,3 (0,36) | 35,7 (5,1) | 36,4 (5,2) | 45,5 (6,5) |
| EU-Verbund | 3,0 (0,73) | 4,8 (1,13) | 121 (20) | 133,7 (22,3) | 178,8 (29,4) |
| Wasser + Biomasse | 70,5 (12,2) | 70,5 (12,2) | 78,6 (14) | 78,6 (14) | 78,6 (14) |
| Stromerzeug. gesamt | 178 (69) | 211 (84) | 472 (139) | 514(156) | 621 (188) |
| - davon für PKW | 1,5 | 3,0 | 5,0 | 12,5 | 34,5 |
| - davon für H ₂ | 0 | 0 | 67 | 80 | 170 |
| | | | | | |
| Solarwärme | 20,0 | 24,6 | 94,4 | 108,6 | 108,6 |
| - Einzelanlagen | 16,1 | 17,1 | 46,4 | 52,8 | 52,8 |
| - Nahwärme | 3,9 | 7,5 | 48,0 | 55,8 | 55,8 |
| Geothermie | 17,3 | 21,4 | 99,9 | 108,1 | 108,1 |
| - Wärmepumpen | 9,0 | 11,0 | 21,9 | 29,1 | 29,1 |
| - Nahwärme | 8,3 | 11,4 | 78,0 | 79,0 | 79,0 |
| Biomasse | 123,6 | 123,6 | 138,7 | 138,7 | 138,7 |
| Wärme gesamt | 161 | 170 | 333 | 355 | 355 |
| | | | | | |
| Biokraftstoffe | 77 | 83 | 83 | 89 | 89 |
| Wasserstoff | 0 | 0 | 51 | 63 | 133 |
| Kraftstoffe gesamt | 77 | 83 | 134 | 152 | 222 |

In der Summe ist eine EE-Stromproduktion in 2020 in Höhe von ca. 210 TWh/a unter günstigen Rahmenbedingungen und ähnlich erfolgreicher Technologieentwicklung wie bei der Windenergie zwischen 1995 und 2005 durchaus möglich. Dies entspräche einem Anteil von 37% an der gesamten Stromerzeugung (Tabelle 5-1).

Im Wärmebereich ist unter der Annahme einer optimalen Strategie des Ausbaus von Nahwärmenetzen in Verknüpfung mit den in den Szenarien E1 und E2 unterstellten erfolgreichen KWK-Ausbau vor allem ein deutlicheres Wachstum der Nahwärmever sorgungen mittels Solar- und Erdwärme vorstellbar als im LEITSZENARIO 2008 angenommen wurde. Dies kann,

zusammen mit einem noch geringen Zuwachs bei Einzelanlagen, zu einer Wärmebereitstellung aus EE von 170 TWh/a (611 PJ/a) führen bzw. einem Anteil von knapp 16% am gesamten Wärmebedarf. Auch bei biogenen Kraftstoffen kann im Fall einer rascheren Markteinführung von Kraftstoffen der zweiten Generation von höheren Anteilen als im LEITSZENARIO 2008 ausgegangen werden. Mit 83 TWh/a (300 PJ/a) würden dann 13,6% des gesamten Kraftstoffverbrauchs in 2020 bzw. 16,6% des Kraftstoffverbrauchs für den Straßenverkehr durch EE bereitgestellt. Insgesamt wird damit im Szenario E2 in 2020 ein Endenergieanteil der EE von 21% bzw. ein Primärenergieanteil von knapp 19% erreicht. In Kombination mit einer ebenfalls sehr erfolgreichen Effizienzstrategie (Szenario E1) können die CO₂-Emissionen gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 um weitere 50 Mio. t/a (30 Mio. t/a durch zusätzliche Effizienz, 20 Mio. t/a durch zusätzliche EE) auf 579 Mio. t/a reduziert werden. Die CO₂-Reduktion gegenüber 1990 liegt damit bei -42%. Das Szenario E2 stellt aus heutiger Sicht die bis 2020 erreichbare Wirkung einer optimal kombinierten Effizienz- und EE-Ausbaustrategie unter sehr günstigen Randbedingungen dar.

Tabelle 5-5: Ökonomische Wirkungen eines verstärkten EE-Ausbaus – Vergleich Szenario E2 und LEITSZENARIO 2008 (Vergleichsbasis Preispfad A; Angaben in €₂₀₀₅)

| | 2007 | 2013 ^{*)} | | 2020 | | 2030 | |
|---------------------------|------|--------------------|---------|-----------|---------|-----------|---------|
| Szenario | | LEIT 2008 | SZEN E2 | LEIT 2008 | SZEN E2 | LEIT 2008 | SZEN E2 |
| Strom | | | | | | | |
| Investitionen, Mrd. €/a | 8,5 | 6,4 | 8,0 | 9,1 | 11,4 | 9,4 | 10,4 |
| Differenzkosten, Mrd. €/a | 3,8 | 5,2 | 5,4 | 2,7 | 2,7 | - 6,9 | -8,1 |
| Wärme | | | | | | | |
| Investitionen, Mrd. €/a | 3,4 | 5,4 | 5,5 | 5,9 | 8,2 | 5,5 | 7,3 |
| Differenzkosten, Mrd. €/a | 1,5 | 1,3 | 1,3 | -0,9 | -1,0 | - 7,4 | -8,4 |

^{*)} Jahr der maximalen Differenzkosten

Neben den ökologischen Vorteilen hat ein verstärkter EE-Ausbau entsprechend Szenario E2 auch positive ökonomische Auswirkungen. Die Investitionstätigkeit nimmt nach 2010 deutlich zu. In 2013 werden im Szenario E2 im Strom- und Wärmebereich 13,5 Mrd. €/a investiert (Leitszenario 11,8 Mrd. €/a); in 2020 betragen die Investitionen 19,6 Mrd. €/a gegenüber 15 Mrd. €/a. Die kumulierten Investitionen zwischen 2008 und 2020 erhöhen sich im Szenario E2 auf 190 Mrd. € (Strom 113; Wärme 77 Mrd. €) gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 mit 160 Mrd. € (Strom 91; Wärme 69 Mrd. €). Die Erhöhung der Differenzkosten infolge des verstärkten Ausbaus ist dagegen minimal, wenn zum Vergleich eine realistische Preisentwicklung (Pfad A) herangezogen wird. Sie beträgt im Jahr 2013, dem Jahr maximaler Differenzkosten, lediglich 0,2 Mrd. €/a. Die Bilanz fällt im Jahr 2020 sogar günstiger aus als im LEITSZENARIO 2008, weil Ersparnisse durch kostengünstigen Windstrom die höheren Differenzkosten des verstärkten Fotovoltaikausbaus kompensieren. Dementsprechend hoch sind dann auch die für 2030 errechneten volkswirtschaftlichen Minderkosten im Vergleich zu einer rein fossilen Versorgung in Höhe von -16,5 Mrd. €/a.

5.2.3 Szenario E3

Die nach 2020 günstige volkswirtschaftliche Bilanz eines verstärkten EE-Ausbaus erlaubt auch Überlegungen hinsichtlich eines noch deutlicheren Ausbaus der EE im Zeitraum bis 2050. Lassen sich Szenarien wie das LEITSZENARIO 2008 bzw. das Szenario E2 zeitgerecht verwirklichen, stehen ab etwa 2030 prinzipiell große Mengen an EE-Strom zu günstigen Gestehungskosten zur Verfügung. Die mittleren Stromgestehungskosten betragen dann (ohne Fotovoltaik) 6,4 ct₂₀₀₅/kWh, günstigste Werte (Wind) können 5,8 ct₂₀₀₅/kWh erreichen. Bis 2050 können die Kosten bis auf ca. 5 ct₂₀₀₅/kWh sinken. Andererseits liegt der Anteil der EE-Stromerzeugung in 2030 bereits zwischen 50% (Leitszenario) und 60% (Szenario E2). Zusätzliche große Mengen an EE-Strom lassen sich daher nicht ohne weiteres in die Stromversorgung integrieren. Als ideale zusätzliche Abnehmer von EE-Strom sind Verbraucher geeignet, die ihren Verbrauch dem EE-Angebot weitgehend anpassen können. Da andererseits zu diesem Zeitpunkt der Verkehrssektor die geringsten EE-Anteile aufweist (16 – 18% in 2030) und Biokraftstoffe an ökologische Grenzen stoßen, liegt eine Verknüpfung dieser beiden Gegebenheiten nahe. Dazu werden der Elektroantrieb für den Individualverkehr und der Wasserstoffantrieb (überwiegend Güterverkehr, Flugverkehr) als Optionen herangezogen. Beide Optionen sind geeignet, die potenziell gegebenen Grenzen von Biokraftstoffen zu überwinden und EE in großem Umfang dem Verkehrssektor zugänglich zu machen

Wasserstoff, mittels Elektrolyse aus kostengünstigem EE-Strom (Wind, solarthermische Kraftwerke) gewonnen, kann ab 2030 mit Gestehungskosten um 9 – 11 ct/KWh (entsprechend 0,85 – 1,04 €/l_{Benzinäq.}) bereitgestellt werden [UBA 2006]. Damit ist er mit den Preisen fossiler Kraftstoffe (ohne Steuern) zu diesem Zeitpunkt vergleichbar, wenn der Preispfad A als Vergleichsbasis herangezogen wird. In 2050 liegen seine Gestehungskosten bereits um 30% unter den Preisen fossiler Kraftstoffe. Es spricht also aus ökonomischer Sicht viel für eine Einführung dieses Energieträgers nach 2030 der es ermöglicht, die sehr großen Potenziale von Strom aus Wind und Solarstrahlung auch anderen Verbrauchssektoren zugänglich zu machen und gleichzeitig die Integration sehr großer Anteile von EE-Strom in das Energiesystem erleichtert. Bei Einsatz fortschrittlicher Elektrolyseure können auch die Verluste der Wasserstoffherzeugung mit rund 22-25% in Grenzen gehalten werden [Nitsch 2002]; sie sind mit denen anderer Kraftstoffoptionen (z.B. BTL) vergleichbar. In der Szenariovariante E3 wird die Wasserstoffoption ab 2025 in energiewirtschaftlich relevantem Umfang eingesetzt. Mit einem Beitrag von 133 TWh/a bzw. 477 PJ/a (Tabelle 5-4) werden mittels Wasserstoff 27% der Endenergie des Verkehrs in 2050 gedeckt. Zu seiner Bereitstellung in dezentralen Elektrolyseuren und Aufbereitung zu Druckwasserstoff sind im Szenario E3 rund 170 TWh/a EE-Strom erforderlich.

Für den Individualverkehr ist der Elektroantrieb in seinen verschiedenen (hybriden) Ausprägungen mittel- bis langfristig ebenfalls eine sehr attraktive Option. Er wird daher im Szenario E3 als zweite Option berücksichtigt. Von einem Anteil von 2,5% der Verkehrsleistung des Individualverkehrs in 2020 steigt der Anteil von Elektrofahrzeugen bis 2050 auf 30%. Als Richtwert wird von einem Strombedarf von 22 kWh/100 km ausgegangen. Das führt zu einer dafür erforderlichen Strommenge von rund 35 TWh/a in 2050. Im Szenario E3 werden somit für diese beiden Energieversorgungsoptionen 149 TWh/a zusätzlicher EE-Strom gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 bereitgestellt (vgl. Tabelle 5-4).

Die Kombination einer konsequenten Effizienzstrategie mit den EE-Optionen Biokraftstoffe, Elektromobilität und Wasserstoff aus EE erlaubt bis zur Jahrhundertmitte eine weitgehende Ablösung fossiler Kraftstoffe (**Abbildung 5.7**). Der gesamte Endenergiebedarf wird bis 2050

um ein Drittel reduziert und liegt damit um 10% unter demjenigen des LEITSZENARIOS 2008. Einschließlich des EE-Strom für den Individualverkehr und unter der Berücksichtigung, dass ein steigender Anteil des Bahnstrom ebenfalls aus EE stammt, beträgt der EE-Anteil am gesamten Verkehrssektor im Szenario E3 in 2020 bereits 14,5% (Biokraftstoffe und EE-Wasserstoff 13,6%). Er steigt bis 2030 auf 24,5% (Kraftstoffe 21,3%) und überschreitet in 2050 mit 56% (Kraftstoffe 51%) die 50%-Marke. Mit 755 PJ/a werden dann noch 30% der heute verbrauchten fossilen Kraftstoffmenge benötigt. Je nach den technologischen Entwicklungsfortschritten der einzelnen Optionen sind auch andere Aufteilungen der Technologien im Verkehr möglich als sie beispielhaft im Szenario E3 dargestellt wurden. Als generelle Aussage kann jedoch festgehalten werden, dass es einer intelligenten Kombination verschiedener EE-Optionen bedarf, um den fossilen Kraftstoffbedarf substantiell zurückzudrängen. Diese Strategie muss jedoch von ebenso wirksamen Effizienzerfolgen flankiert werden, die mit einer Gesamtreduktion der Energienachfrage im Verkehr von 850 PJ/a zwischen 2005 und 2050 ähnlich große Beiträge zur Verringerung der Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen beiträgt wie die erläuterten EE-Optionen.

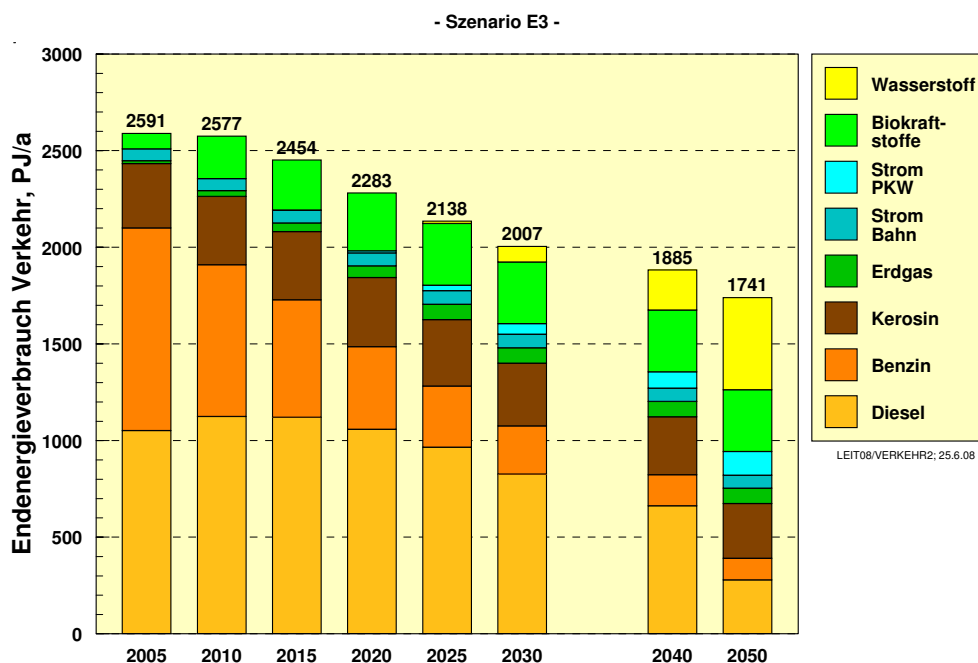


Abbildung 5.7: Struktur des Endenergieverbrauchs im Verkehr im Szenario E3

In der hier vorgestellten schrittweisen Abfolge der Szenariovarianten E1, E2 und E3 konnte gezeigt werden, dass bei einer beharrlichen Energiepolitik, die für einen längeren Zeitraum günstige Rahmenbedingungen schafft, bis 2050 beachtliche Erfolge im Klimaschutz und bei der Schonung fossiler Ressourcen erreicht werden können. Im Szenario E3, das aus heutiger Sicht eine sehr anspruchsvolle Entwicklung darstellt, kann mit restlichen CO₂-Emissionen von 150 Mio. t/a im Jahr 2050 das Langfristziel von –80% deutlich unterschritten werden. Der Primärenergieverbrauch ist auf nahezu die Hälfte gesunken, nur noch 27% der fossilen Ressourcen des Jahres 2005 werden benötigt. Erneuerbare Energien decken mit knapp 65% bereits zwei Drittel des gesamten Endenergiebedarfs. Vor diesem Hintergrund kann das weniger ehrgeizige LEITSZENARIO2008 als realistisch erreichbare Option für das Jahr 2050 betrachtet werden.

Exkurs IV: Perspektiven einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Im Leitszenario 2008 wird im Jahr 2050 rund 50% des Energiebedarfs Deutschlands durch erneuerbare Energien gedeckt, im Szenario E3 sind es bereits 65%. Damit sind die Potenziale der EE aber noch keineswegs ausgeschöpft, insbesondere wenn man die gemeinsame europäische Strategie zur Nutzung günstiger EE-Quellen im Mittelmeerraum (in den Szenarien als „EU-Verbund“ bezeichnet) mit in Betracht zieht. Entwickelt man diese Strategie konsequent weiter, so kann in Fortschreibung der Entwicklungsdynamik des Szenarios E3 über das Jahr 2050 hinaus eine Energieversorgung skizziert werden, die sich nahezu vollständig auf EE abstützt. Der fossile Beitrag im Jahr 2050 für energetische Zwecke beträgt im Szenario E3 noch rund 2 340 PJ/a, hinzukommen 1 000 PJ/a für den nichtenergetischen Einsatz. Diese Energie wird für drei Bereiche benötigt: Versorgung der verbleibenden fossilen Stromerzeugung (KWK, KOND-KW) mit 890 PJ/a, Bereitstellung industrieller (Mittel- und Hochtemperatur-) Prozesswärme mit 700 PJ/a und Bereitstellung von Kraftstoffen mit 750 PJ/a. Als Ersatzoptionen steht die weitere Ausweitung der EE zur Verfügung, die nur in Form von Elektrizität erfolgen kann, und weitere Effizienzsteigerungen, die jedoch nach 2050 nur noch in deutlich geringerem Ausmaß stattfinden können. Auch eine nach 2050 weiter sinkende Bevölkerung trägt zum weiteren Rückgang des Primärenergieverbrauchs bei.

Tabelle 5-6 zeigt das Ergebnis derartiger Überlegungen, die verdeutlichen, dass bis 2090 eine 100% Versorgung mit EE im Energiebereich prinzipiell möglich ist. Effizienzsteigerungen und Bevölkerungsrückgang können zu einem noch um 1 100 PJ/a geringeren Endenergieverbrauch gegenüber 2050 führen. Mit 6 600 PJ/a beträgt dann der Primärenergieverbrauch 46% des Jahres 2007. Die EE steigern ihren Beitrag um weitere 1 140 PJ/a bzw. 315 TWh/a in Form von Strom. Dieser kann in direkt Form nur noch zu geringerem Teil im Verkehrssektor und zur Prozesswärmeerzeugung eingesetzt werden.

Tabelle 5-6: Struktur einer möglichen Energieversorgung in Deutschland mit einer 100%igen Deckung durch erneuerbare Energien im Jahr 2090

| PJ/a | 2050 | 2090 |
|----------------------------------|--------------|--------------|
| Endenergie EE | 3 590 | 4 500 |
| Strom EE | 1 514 | 1 680 |
| Wärme EE | 1 280 | 1 280 |
| Biokraftstoffe | 320 | 320 |
| Wasserstoff EE | 477 | 1 120 |
| Endenergie fossil | 2 001 | 0 |
| Gesamte Endenergie | 5 591 | 4 500 |
| Primärenergie EE | 4 513 | 5 650 |
| Primärenergie fossil für NE | 1 000 | 950 |
| Primärenergie fossil energetisch | 2 336 | 0 |
| Gesamte Primärenergie | 7 849 | 6 600 |

Deshalb wächst weiterhin die Bedeutung von Wasserstoff, der in 2090 einen Anteil von 25% am Endenergieverbrauch hat. Bei einer Annäherung an eine EE-Vollversorgung ist ein speicherbarer und mit relativ geringem Aufwand aus EE-Strom herstellbarer Energieträger unverzichtbar. Er wird verstärkt als Kraftstoff benötigt und kann auch zur Prozesswärmebereitstellung in der Industrie eingesetzt werden, vor allem ersetzt er zunehmend Erdgas in der KWK, wo er mit hohem Nutzungsgrad eingesetzt werden kann.

Wichtig ist auch sein Einsatz in den verbleibenden GuD-Kraftwerken für Reserve- und Regelungszwecke. Die wichtige Funktion dieser Kraftwerke rechtfertigt den Einsatz von Wasserstoff trotz des in diesem Fall geringen Gesamtwirkungsgrads der Wandlungskette „Strom-Wasserstoff-Strom“.

Untersuchungen zur Bedeutung von Wasserstoff in einer zukünftigen Energieversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien gab es insbesondere zwischen 1990 und 2000 in großem Umfang. Im Laufe des Lernprozesses in der Szenarioanalyse von Energiesystemen ist die ihm zugedachte Bedeutung geringer geworden. Es konnte gezeigt werden, dass es zukünftig stromseitig mehr Möglichkeiten des effizienten Ferntransports und der flexiblen Einbindung fluktuierenden EE-Stroms in das Energiesystem geben dürfte als man ursprünglich vermutete [Nitsch 2002; TransCSP 2006]. Damit hat sich auch der Zeitpunkt seines Einsatzes in energiewirtschaftlich relevantem Maßstab verschoben und wird heute nicht vor 2030 gesehen.

Die Wirkung dieses Lernprozesses ist in **Abbildung 5.8** dargestellt, zusätzlich sind die Daten des LEITSZENARIOS 2008, des Szenarios E3 sowie Ergebnisse aus [UBA 2002] eingetragen. In früheren Untersuchungen wurde generell von einem früheren Einsatz von Wasserstoff um 2020 (CO_2 -Reduktion -40%) und von rasch steigenden Anteilen ausgegangen. Aus heutiger Sicht wird Wasserstoff erst relevant, wenn die CO_2 -Reduktion eines Energiesystems unter 50% gelangen soll, also auf der Zeitachse etwa ab 2030. Dann sind die wirtschaftlicheren Optionen der Effizienzsteigerung und des EE-Ausbaus weitgehend ausgeschöpft. Im Szenario E3 trägt Wasserstoff in 2050 mit 8,5% zum Endenergieverbrauch bei. Der Anteil steigt bis zum Zeitpunkt der Vollversorgung mit EE um 2090 auf 25%.

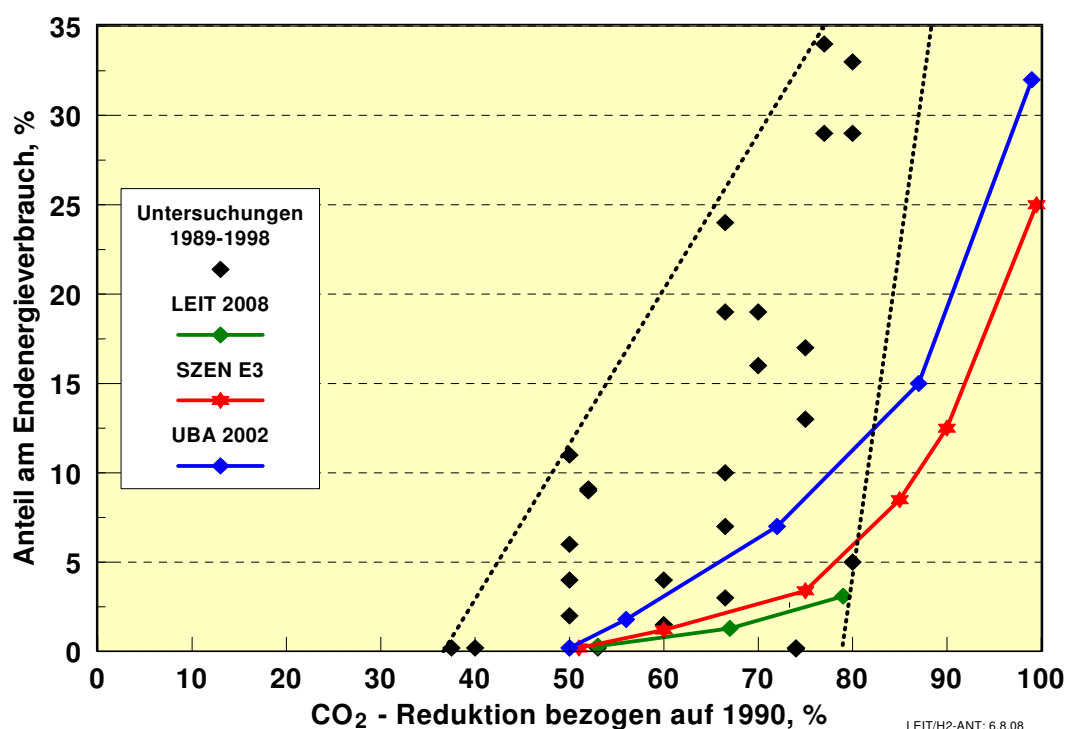


Abbildung 5.8: Erwartete Anteile von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch verschiedener Szenarien als Funktion der angestrebten Minderung von CO_2 -Emissionen

5.3 Besondere Merkmale der Szenarien D1 und D2

Energieszenarien zeigen mögliche zukünftige Entwicklungen von Energiesystemen unter der Annahme, dass die für die Szenariokonstruktion getroffenen Voraussetzungen eintreffen bzw. die gesetzten Ziele eingehalten werden und im übrigen keine unvorhergesehenen Ereignisse auftreten, die das Gesamtsystem grundsätzlich verändern. Es liegt jedoch auch nahe, Zielverfehlungen bzw. das Nichteintreffen angestrebter Voraussetzungen zu modellieren, um aus deren quantitativer Wirkung Hinweise auf die Bedeutung von Maßnahmen oder auf den Grad der Zielverfehlung zu erhalten. Die Szenariovarianten D1 und D2 sind derartige Szenarien.

Im Szenario D1 wird mit einer Veränderungsrate der Energieproduktivität von durchschnittlich 2,5%/a eine geringe Wirkung der Maßnahmenpakete zur Effizienzsteigerung und zum KWK-Ausbau angenommen. Sie läge damit nur etwa 0,5 Prozentpunkte über dem langjährigen Mittel. Dies führt bei gleichem EE-Ausbau wie im LEITSZENARIO 2008 zu einem um 1 140 PJ/a höheren fossilen Energiebedarf im Jahr 2020 bei einem KWK-Anteil von 17% (vgl. Abbildung 5.1). Daraus resultieren mit 719 Mio. t CO₂/a um 80 Mio. t/a höhere CO₂-Emissionen im Vergleich zum LEITSZENARIO 2008. Dies würde eine Minderung gegenüber 1990 um nur 28% bedeuten. Bei entsprechender Weiterführung dieser Entwicklung wächst der Mehrbedarf an fossiler Energie bis 2030 auf 1 600 PJ/a und bis 2050 auf 2 550 PJ/a mit den entsprechenden Mehremissionen (vgl. Tabellen 5-1 bis 5-3). Auch die prozentualen EE-Ausbauziele für das Jahr 2020 wären verfehlt. Eine formale Einhaltung dieser EE-Ausbauziele bezogen auf den Energieverbrauch des Szenario D1 würde gegenüber dem Leitszenario eine zusätzliche Mobilisierung von rund 140 PJ/a EE-Endenergie erfordern, was u.a. eine notwendige Mehrproduktion von 5 TWh/a EE-Strom verlangt. Diese entspräche nahezu 80% des im Szenario E2 dargestellten möglichen zusätzlichen Zuwachses gegenüber dem LEITSZENARIO 2008. Mit diesen zusätzlichen EE-Mengen könnten rund 15 Mio. t CO₂/a vermieden werden, die Mehremissionen infolge einer unzulänglichen Effizienzpolitik also bei weitem nicht kompensiert werden. Eine erfolgreiche Mobilisierung der vorhandenen Effizienzpotenziale ist also für eine erfolgreiche Klimaschutzstrategie unerlässlich.

Im Szenario D2 wird zusätzlich von einer kohleorientierten Investitionsstrategie im Kraftwerkssektor ausgegangen, wie sie als „Kohlevariante“ bereits im Abschnitt 3.5 beschrieben wurde (vgl. Abbildung 3.18) und welche näherungsweise die derzeit bekannten Kraftwerksplanungen der Energieversorger abbildet. Die Umsetzung dieser Planungen hätte in Kombination mit den unzulänglichen Effizienzerfolgen des Szenarios D1 die gravierendsten negativen Folgen auf den angestrebten CO₂-Reduktionspfad. In 2020 würden die CO₂-Emissionen mit 743 Mio. t/a um 104 Mio. t/a über denjenigen des LEITSZENARIOS 2008 liegen, was einer Reduktion gegenüber 1990 um nur 25% bedeutet. Damit entspricht das Szenario D2 näherungsweise der im Energiereport IV [EWI/Prognos 2005] entwickelten Referenzvariante der Energieversorgung (vgl. Abbildung 5.1 und 5.2). Bis 2050 könnten die CO₂-Emissionen trotz gleichem Wachstum der EE wie im LEITSZENARIO 2008 nur auf ca. 400 Mio. t CO₂/a gesenkt werden, also auf das Doppelte dessen, was zur Zielerfüllung des –80% Ziels erforderlich ist. Evident wird, dass – wie im Szenario D2 abgebildet – eine Energie- und Klimaschutzpolitik, die Umstrukturierung im Energiesektor nur halbherzig angeht, zum Scheitern verurteilt ist.

In der energiepolitischen Diskussion werden jedoch auch Positionen hinsichtlich der Wandlungsfähigkeit des Energiesystems vertreten, die den im Szenario D2 getroffenen Annahmen vergleichbar sind und die einen rascheren bzw. weitergehenden Wandel für kaum durchführbar halten. Als Schlussfolgerung wird daraus auf den notwendigen Weiterbetrieb der Kernenergie geschlossen um das CO₂-Minderungsdefizit dieser Entwicklung ausgleichen zu können. In der Tat könnten die CO₂-Emissionen des Szenarios D2 im Jahr 2020 um ca. 75 Mio. t/a niedriger ausfallen, wenn der Betrieb der Kernkraftwerke im heutigen Umfang aufrechterhalten würde. Eine derartige Entwicklung entspräche jedoch weitgehend dem traditionellen angebotsorientierten Muster der Energieversorgung, welches nicht geeignet ist, die langfristig notwendigen Veränderungen unseres Energieversorgungssystems zu bewirken und das Klimaschutzziel einer 80%igen Reduktion von Treibhausgasen bis 2050 zu erreichen. Die Daten des Szenarios D2 verdeutlichen dagegen, welche zentrale Position eine Strategie einer umfassenden Effizienzsteigerung in der Klima- und Energiepolitik einnimmt.

Die im Szenario D2 skizzierte Entwicklung kann auch dazu genutzt werden, die Wirkungen einer Abscheidung und Zurückhaltung von Kohlendioxid aus Kraftwerken (CCS-Technologie) zu illustrieren. Dazu werden die in [RECCS 2007] erarbeiteten Daten benutzt. Es wird für die Berechnungen davon ausgegangen, dass diese Technik ab 2020 zur Verfügung steht. Bei einem aus ökonomischer Sicht realistischen Abscheidegrad von 88% können die CO₂-Emissionen effizienter Steinkohlekraftwerke (Wirkungsgrad ohne CCS 49,5%) von 670 g/kWh_{el} auf rund 100 g/kWh_{el} reduziert werden. Der Wirkungsgrad sinkt dadurch auf 41%, was einen entsprechenden Mehrbedarf an Kohle bedingt. Für Braunkohlekraftwerke (Wirkungsgrad ohne CCS 47,5%) können sich die spezifischen CO₂-Emissionen von 850 g/kWh_{el} auf 140 g/kWh_{el} reduzieren, der Wirkungsgrad sinkt auf 36%. In **Tabelle 5-7** sind die Ergebnisse dieser Berechnungen zusammengestellt.

Tabelle 5-7: Wirkungen des Einsatzes der CCS-Technologie bei der Kraftwerksausbaustrategie des Szenarios D2 für verschiedene Rahmenbedingungen (nur Kohlekraftwerke)

| | | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1. CCS für 90% KOND – KW und 50% HKW; mit Nachrüstung (MAXIMAL) | Leistung mit CCS; GW | 4,8 | 8,5 | 11,2 | 18,0 |
| | Vermiedenes CO₂; Mio. t/a | 19,0 | 31,7 | 46,6 | 55,3 |
| | Abzuscheid. CO ₂ , Mio. t/a | 26,9 | 44,2 | 64,0 | 76,3 |
| | Energiemehrbedarf, PJ/a | 60 | 98 | 137 | 166 |
| 2. 90% KOND-KW mit CCS; HKW ohne CCS | Leistung mit CCS; GW | 3,6 | 6,1 | 9,5 | 11,3 |
| | Vermiedenes CO₂; Mio. t/a | 15,5 | 24,6 | 32,4 | 35,7 |
| | Abzuscheid. CO ₂ , Mio. t/a | 22,2 | 34,9 | 44,9 | 49,6 |
| | Energiemehrbedarf, PJ/a | 49 | 70 | 94 | 106 |
| 3. CCS für 90% KOND-KW und 50% HKW; keine Nachrüstung | Leistung mit CCS; GW | 4,8 | 8,5 | 8,5 | 12,0 |
| | Vermiedenes CO₂; Mio. t/a | 19,0 | 31,7 | 31,7 | 37,6 |
| | Abzuscheid. CO ₂ , Mio. t/a | 26,9 | 44,2 | 44,2 | 51,9 |
| | Energiemehrbedarf, PJ/a | 60 | 98 | 98 | 113 |

Die maximal mögliche Reduktion wird erreicht, wenn ab 2020 sowohl 90% aller neuen Kondensationskraftwerke als auch 50% aller HKW mit CCS ausgerüstet sind und zusätzlich angenommen wird, dass die zwischen 2011 und 2020 erstellten Nicht-CCS-Kraftwerke ab 2030 nachgerüstet werden können. Für den Zeitraum 2040 bis 2050 ist zusätzlich angenommen, dass die zwischen 2001 und 2010 errichteten Kraftwerke durch neue CCS-Kraftwerke ersetzt werden (Fall 1). In diesem Idealfall könnten in 2050 Kraftwerke mit einer Leistung von 18 GW mit CCS versehen sein. Dies würde zu einer jährlichen CO₂-Minderung von 55 Mio. t/a führen, allerdings würden wegen des Energiemehrbedarfs von 166 PJ/a ca. 76 Mio. t CO₂/a anfallen, die gespeichert werden müssen. Die Gesamtemissionen des Szenarios D2 würden damit in 2050 von 404 Mio. t/a auf 349 Mio. t/a reduziert, also noch deutlich von den notwendigen rund 200 Mio. t/a entfernt sein, die zulässig sind, wenn das -80% Ziel erreicht werden soll. In der Praxis dürften allerdings die genannten 18 GW bis 2050 kaum erreicht werden. Schließt man z.B. HKW vom CCS-Betrieb aus (Fall 2), so werden bis 2050 nur ca. 11 GW Kraftwerksleistung der CCS-Technologie zugänglich. Können Kraftwerke, die ohne CCS in Betrieb gegangen sind, nicht nachgerüstet werden (Fall 3), sinkt der Wert mit 12 GW auf eine ähnliche Größenordnung. Dadurch könnten in 2050 nur 36 bis 38 Mio. t CO₂/a durch CO₂-Rückhaltung im Stromsektor vermieden werden.

Wie schon in [RECCS 2007] festgestellt wurde, reicht unter den Bedingungen der deutschen Energieversorgung ein allein auf den Stromsektor beschränkter Einsatz der CCS-Technologie selbst unter den idealen Bedingungen des Falls 1 nicht aus, Versäumnisse einer zu geringen Effizienzsteigerung emissionsseitig zu kompensieren. Dazu wären auch ähnlich umfangreiche Maßnahmen in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich. Soll hier die CCS-Technik zum Tragen kommen, so böte sich die technologische Möglichkeit an, Wasserstoff unter Rückhaltung des CO₂ aus fossiler Primärenergie zu erzeugen. Aus Ressourcen- und Kostengründen kommt dafür nur die Steinkohlevergasung infrage. Um die Emissionsziele zu erreichen, wäre aber der Einsatz beträchtlicher Kohlemengen erforderlich. Dadurch fielen abzuspeichernde CO₂-Mengen in der Größenordnung von 300 Mio. t/a an bei einem CCS-bedingten zusätzlichen Primärenergiebedarf um 1 000 PJ/a [RECCS 2007; S. 192ff]. Abgesehen von den noch offenen technologischen Fragen bei Abscheidung und Speicherung von CO₂ und den begrenzten Speicherkapazitäten zeichnen sich auch ökonomisch keine Vorteile von CCS gegenüber fortgeschrittenen EE-Technologien ab. Für diesen erforderlichen breiten Einsatz der CCS-Technik ist daher aus heutiger Sicht keine Grundlage vorhanden. Die CCS-Technik kann daher kein Ersatz für die notwendigen umfassenden Effizienzanstrengungen bei der Wandlung und Nutzung von Energie sein. Letztere stellen zudem eine der kostengünstigsten Möglichkeiten dar [ISI/PIK 2008], die Klimaschutzziele im Zusammenwirken mit dem im LEITSZENARIO 2008 und den Szenarien E1 bis E3 beschriebenen EE-Ausbau erfolgreich umzusetzen.

6 Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse

Die detaillierte Szenarienanalyse des Energiesystems anhand von sechs unterschiedlichen Entwicklungspfaden ergibt Hinweise auf die Bedeutung der einzelnen Bereiche der Energieversorgung für die Reduktion der CO₂-Emissionen und sie lässt erkennen, wo die besonderen Chancen und wo die Schwachstellen bei der eingeschlagenen Entwicklung hin zu einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energieversorgung liegen. Sie erlaubt auch eine Einschätzung, mit welcher Sicherheit die konkreten Ziele des Jahres 2020 erreicht werden können und wo noch Nachbesserungs- und Justierungsbedarf besteht.

Hinsichtlich der Bedeutung der einzelnen Bereiche bzw. Maßnahmenbündel lässt sich eine „Rangordnung“ ihres möglichen Beitrags zur CO₂-Minderung ableiten. Betrachtet man den Zeitraum bis 2020 so sind der Ausbau der EE im Strombereich und die Effizienzsteigerungen im Wärmebereich – und dort zu 75% Maßnahmen im Gebäudebereich - mit Abstand die wichtigsten Bereiche. Sie besitzen ein CO₂-Minderungspotenzial von 70 – 80 Mio. t CO₂/a. An dritter Stelle folgt die Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung in Verbindung mit Effizienzsteigerungen im Strombereich mit einem Potenzial um 60 Mio. t CO₂/a. In diesen drei Bereichen werden rund 70 % der bis 2020 ermittelten Emissionsminderungen erbracht. Die Bereiche „Effizienzsteigerungen Verkehr“, „EE-Ausbau im Wärmebereich“ und „Ausweitung Bio-kraftstoffe“ folgen etwa gleichrangig mit Minderungspotenzialen um 20 -25 Mio. t CO₂/a. Insgesamt haben Effizienzsteigerungen bis 2020 ein etwas höheres Gewicht als der EE-Ausbau. Mit diesen notwendigen Effizienzsteigerungen werden Versäumnisse aus Zeiten niedriger Energiepreise beseitigt und gleichzeitig das Fundament geschaffen für eine langfristig tragfähige Energieversorgung.

Betrachtet man den längerfristigen Zeitraum bis 2050 so verschieben sich die Gewichte. Nun dominiert der Ausbau der EE im Stromsektor, danach stehen aber immer noch Effizienzmaßnahmen im Wärmebereich. Es folgt der EE-Ausbau im Wärmesektor. Diesen drei Bereichen lassen sich zusammen etwa 70% der bis 2050 vermiedenen Emissionen zuordnen. Danach folgen etwa gleichwertig „Ausweitung von EE-Kraftstoffen“, „Effizienzsteigerung Strom“ und „Effizienzsteigerung Verkehr“. Kraft-Wärme-Kopplung hat an relativem Gewicht verloren. Forciert man, wie im Szenario E3 geschehen, den Ausbau der EE im Verkehrssektor, so rückt dieser Bereich an die dritte Stelle, wenn man die CO₂-Minderungswirkung der dafür erforderlichen EE-Stromerzeugung dem Verkehrssektor zuschlägt. Insgesamt überwiegen jetzt die CO₂-Minderungsbeiträge des EE-Ausbaus diejenigen der Effizienzstrategie, da bei letzterer längerfristig die zusätzlichen Minderungspotenziale immer geringer werden.

Was die Absicherung der einzelnen bis 2020 zu erbringenden CO₂-Minderungen durch entsprechende Maßnahmenbündel und anderer Rahmenbedingungen anbelangt, so kann die EE-Stromerzeugung als im Wesentlichen abgesichert gelten. Einen Unsicherheitsfaktor stellt noch der Ausbau der Offshore-Windnutzung in der hier dargestellten Größe dar. Falls sich hier unvorhergesehene Verzögerungen ergeben, sollte die weitere Windenergienutzung an Land entsprechend erleichtert werden. Der wichtige Bereich der umfassenden Senkung des Raumwärmebedarfs ist durch eine ganze Reihe von Maßnahmen (Novelle der EnEV; Gebäudesanierungsprogramm, Novellierung der Heizkostenverordnung) angestoßen worden. Hohe Brennstoffpreise werden die Sanierungsrate von Gebäuden ebenfalls beschleunigen. Dennoch ist nicht vollständig sichergestellt, dass sich die bis 2020 angenommene Verringerung des Raumwärmebedarfs von 15% ohne weitere Maßnahmen einstellen wird. Es wird

hier insbesondere auf deutliche Effizienzfortschritte im Mietwohnungsbau und in Nichtwohngebäuden zu achten sein.

Der bis 2020 dritt wichtigste Bereich – der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung – hat durch die Novelle des KWK-Gesetzes und die Förderung von Mini-KWK bedeutende Schubkraft gewonnen. Auch der über das EEG induzierte Ausbau der Biomasse unterstützt die Ausweitung der KWK im dezentralen Bereich. Es ist aber keineswegs sicher, dass die angestrebte Verdopplung der KWK-Stromerzeugung bis 2020 erreicht wird. Zum einen spiegeln die Kraftwerksausbaupläne der Stromversorger die dazu notwendige KWK-Leistung für größere HKW (noch) nicht wider, zum anderen ist nicht sicher ob die beschlossene Förderung von Wärmenetzen ausreichen wird, den notwendigen raschen Zubau dezentraler KWK-Anlagen zu gewährleisten. Es wird hier in bedeutendem Maße auf kommunale Akteure und insbesondere auf Stadtwerke ankommen, die erforderlichen Projekte im Zuge von Neubauaktivitäten und Quartierssanierungen zu gewährleisten. Auch in der Industrie müssen eine beträchtliche Modernisierung und ein weiterer Ausbau von KWK-Anlagen erfolgen. Die Energiepolitik sollte den Fortschritt beim Ausbau der KWK genau beobachten und ggf. rechtzeitig weitere Anreize schaffen.

Auch bei der angestrebten Effizienzsteigerung im Strombereich gilt es, weitere Anreize zu setzen. Noch ist der Trend zu ständigem Verbrauchszuwachs von Strom nicht eindeutig gestoppt. Hier sind insbesondere die Einrichtung von Energieeffizienzfonds, Top-Runner Systeme und die Umsetzung der EDL-Richtlinie der EU zu nennen. Auch der beschleunigte Ersatz von Nachtspeicherheizungen sollte angegangen werden. Beim Ausbau der EE im Wärmebereich ist mit dem EE-Wärmegesetz und der Aufstockung des Marktanzreizprogramms ein wichtiger Schritt getan. Es sollte jedoch in absehbarer Zeit auch Altbauten umfassen. Ebenso sollten die zu erbringenden EE-Deckungsanteile nach einer Einführungsphase dynamisiert werden. Im Verkehrssektor dürfte die notwendige Effizienzsteigerung durch die vorgegebenen CO₂-Minderungsziele, die bei Nichteinhaltung sanktioniert werden, bis 2020 erreichbar sein. Längerfristig wird es zur weiteren CO₂-Emissionsminderung allerdings erforderlich sein, bei weiter stark wachsendem Güterverkehrsaufkommen wesentlich mehr Gütertransporte von der Straße auf die Schiene zu verlagern.

Insgesamt sind die derzeitigen Voraussetzungen, die angestrebten klimapolitischen Ziele zeitgerecht zu erreichen relativ gut. Allerdings sollte die im letzten Jahrzehnt aufgebaute energiepolitische Handlungsdynamik im Bereich der Klima-, Umwelt- und Energiepolitik, die bisher zu wirkungsvollen Maßnahmen und Gesetzen geführt hat, unbedingt in demselben Ausmaß weiterhin aufrechterhalten werden. Es wird vor allem darauf ankommen diesen Prozess in noch stärkerem Maße auf die gesamte EU auszudehnen und insbesondere abgestimmte Handlungskonzepte für den mittel- und langfristigen Ausbau erneuerbarer Energien über die nationalen Grenzen hinaus zu entwickeln (u. a. europäischer EU-Stromverbund). Mit dieser Strategie kann Europa seine Abhängigkeit von fossilen Energieimporten drastisch verringern. Damit würde die Sicherheit seiner Energieversorgung deutlich gesteigert und ein wesentlicher Beitrag zur Schonung fossiler Energieressourcen geleistet.

Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, sowie das anhaltend hohe Energiepreinsniveau dürften es erleichtern immer mehr gesellschaftliche Akteure für den notwendigen Umgestaltungsprozess der Energieversorgung zu gewinnen. In zunehmendem Umfang werden auch die wirtschaftlichen Vorteile eines deutlich effizienteren Umgangs mit Energie und eines konsequenten EE-Ausbaus sichtbar. Eine kluge Energiepolitik kann die dadurch entstehende Eigendynamik nutzen, um die erforderlichen „Leitplanken“ für die Wei-

terentwicklung der Energieversorgung in Richtung eines nachhaltigen Klimaschutzes und einer wirksamen Schonung begrenzter Ressourcen noch präziser zu konkretisieren und um daraus allgemein verbindliche Vorgaben und Richtlinien zu formulieren.

7 Literatur

AGEB 2008: Energieverbrauch in Deutschland 2007. Bericht der AG Energiebilanzen, 25. Februar 2008

Bayern 2008: „Eckpunkte der bayerischen Energiepolitik“. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, München, 3. Juni 2008

BDEW 2008: „Stromwirtschaft modernisiert Kraftwerkspark“ Aufstellung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, Januar 2008

BDI 2007: „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasen in Deutschland.“ Studie von McKinsey&Comp; im Auftrag des BDI, September 2007

BEE 2007: Jahr der Rekorde – Erneuerbare Energien in 2006. BEE-Presskonferenz, 4. Jan. 2007

BFE 2007: R. Zah, H. Böni, M. Gauch u.a.: „Ökobilanzen von Energieprodukten – Ökologische Bewertung von Biokraftstoffen.“ ESU Services; EMPA, Abt. Technologie und Gesellschaft im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Bundesamt für Umwelt (BAFU) und Bundesamt für Landwirtschaft (BLW), St. Gallen, Mai 2007

BMU 2004: J. Nitsch, M. Pehnt, M. Fishedick u. a.: „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland.“ DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, WI Wuppertal, Forschungsvorhaben FKZ 901 41 803 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), April 2004

BMU 2006: F. Staiss, J. Nitsch, D. Edler, C. Lutz u. a.: „Wirkungen des Ausbaus der EE auf den deutschen Arbeitsmarkt unter besonderer Berücksichtigung des Außenhandels“; im Auftrag des BMU, August 2006

BMU 2007a: J. Nitsch: „Leitstudie 2007 – Aktualisierung und Neubewertung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien bis 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, Februar 2007

BMU 2007b: J. Nitsch: Ergänzende Arbeitsberichte zum Projekt „Leitstudie 2007“; im Auftrag des BMU, November 2007

BMU 2007c: Broschüre „Atomkraft: ein teurer Irrweg – die Mythen der Atomwirtschaft.“ Hrsg.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, März 2007

BMU 2007d: „Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz.“ Bericht für den Deutschen Bundestag, Berlin, 7. Dezember 2007

BMU 2007e: F. Staiß, M. Schmidt, u.a.: „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2007 gemäß §20 EEG.“ Forschungsbericht im Auftrag des BMU, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW) u. a., Berlin, November 2007

BMU 2008a: „Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2007“. Daten des BMU auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat.), Stand 6. Juni 2008

BMU 2008b: „Den Herausforderungen der Energie- und Klimapolitik erfolgreich begegnen.“ Hintergrundpapier zur Verabschiedung des 2. Maßnahmenpakets des Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung; Hrsg.: BMU, Berlin 18. Juni 2008

BMU 2008c: „Verbesserung der Systemintegration der erneuerbaren Energien im Strombereich.“ Bericht des BMU gemäß Auftrag im EEG-Erfahrungsbericht 2007, Berlin, 9. Mai 2008

BMWi 2007: M. Schlesinger, D. Lindenberg u. a.: „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 (inklusive Anhang 2%-Variante)“. Prognos Basel, EWI Köln im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, November 2007

BMWi 2008: „Zahlen und Fakten: Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung“. Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Stand 1. Februar 2008

BW 2008: „Energiekonzept Baden-Württemberg 2020.“ Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Stuttgart, Juni 2008

BWE 2006: „Offshore-Windenergie“, Hintergrundinformation, Bundesverband Windenergie e.V. Berlin August 2006

Dena 2005: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag der Dt. Energieagentur GmbH (dena), Konsortium DEW / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz / VE Transmission, Köln 2005

Dena 2008: „Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030).“ Deutsche Energieagentur Berlin, 12. März 2008

Diekmann 2008: J. Diekmann (Koordination); W. Krewitt, U. Leprich; O. Langniß u.a.: „Analyse und Bewertung des EEG aus gesamtwirtschaftlicher Sicht.“ DIW Berlin, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, IZES Saarbrücken; Untersuchung im Auftrag des BMU; Förderkennzeichen 03 MAP113; Berlin, Stuttgart, Saarbrücken, Februar 2008

EEG 2008: F. Staiß; M. Schmidt, F. Musiol: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 20 EEG.“ 3. Zwischenbericht im Auftrag des BMU, Aktualisierung des Kapitels 6: „Windenergie“, Stuttgart März 2008

EIA 2007: Energy Information Administration (EIA): International Energy Outlook 2007; DOE/EIA-0383(2007), Washington, DC, February 2007

EEWärmeG 2007: Entwurf eines Gesetzes zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG); Berlin, 5. Dez. 2007

EWI/Prognos 2005: „Energierreport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030“ Untersuchung im Auftrag des BM für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005

EWI/Prognos 2006: „Auswirkungen höherer Energiepreise auf Energieangebot- und nachfrage. Ölpreisvariante der energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030.“ Untersuchung im Auftrag des BM für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, August 2006

FAZ 2008: „Der Preis für Rohöl steigt auf ein Rekordniveau.“ Frankfurter Allgemeine Zeitung; 7. Mai 2008, S.11

FNR 2006: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.): „Marktanalyse nachwachsende Rohstoffe“ MEO Consulting Team Wiesbaden, Inst. Für Energetik, Leipzig, Faserinstitut Bremen. Gülzow 2006

HWWI 2007: „Klimawandel – Strategie 2030“ Studie des HWWI und der Berenberger Bank, Hamburg, Oktober 2007

IE 2005: D. Thrän, J. Zeddies, C. Thoroe, U. Fritsche u.a.: „Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext.“ Untersuchung im Auftrag des BMU; Institut für Energetik (IE) Leipzig, Universität Hohenheim, Stuttgart, BFH Hamburg, Öko-Institut Darmstadt November 2005

IEA 2007: „World Energy Outlook 2007“. OECD/International Energy Agency (IEA) Paris 2007

IER 2008: S. Wissel, S. Rath-Nagel, u. a. :“Stromerzeugungskosten im Vergleich.“ Arbeitspapier des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Februar 2008

ISI/PIK 2008: E. Jochem, C. Jaeger u.a.: „Investitionen für ein klimafreundliches Deutschland.“ ISI Karlsruhe, PIK Potsdam, Büro für sozialverträgliche Ressourcennutzung (BSR) und European Climate Forum (ECF) im Auftrag des BMU, Karlsruhe, Potsdam, Mai 2008

IPCC 2007: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Summary for Policymakers; IPCC Secretariat, Geneva, February 2007; www.ipcc.ch

Krewitt 2006: W. Krewitt, B. Schlomann: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern.“ Gutachten für das BMU, DLR Stuttgart, ISI Karlsruhe, März 2006

Leible 2006: L. Leible, S. Kälber u. a. (Hrsg.): „Biogene Kraftstoffe – Kraftstoffe der Zukunft ?“ Zeitschrift: Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis. Themenschwerpunkt 1/2006. ITAS Karlsruhe, April 2006

Müller 2008: Pressemitteilung des BMU des Parlamentarische Staatssekretärs Michael Müller; Berlin, 30.6.2008

Matthes/Ziesing 2008: F. Matthes, J. Ziesing: „Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung.“ Diskussionsbeitrag, Berlin, 17. April 2008

Nitsch 2002: J. Nitsch: „Potenziale der Wasserstoffwirtschaft.“ Kurzgutachten zum WBGU-Hauptgutachten 2003, Stuttgart, Juni 2002

Öko 2004: U. Fritsche, A.Heinz, F.Baur u.a: „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“. Berlin, Freiburg, 2004

Politiksznarien 2007a: Projektbericht „Politiksznarien für den Klimaschutz IV – Szenarien bis 2030“; DIW Berlin, Öko-Institut Freiburg; Fhg-ISI Karlsruhe, STE Jülich, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamts, April 2007

Politiksznarien 2007b: M. Horn, J. Diekmann: „Rahmendaten für Politiksznarien V“. Präsentation bei Kick-Off-Meting, UBA Dessau, 7. Dez. 2007

PV 2005: W. Krewitt, M. Nast, J. Nitsch: "Energiewirtschaftliche Perspektiven der Photovoltaik. DLR-STB Stuttgart, Juni 2005

RECCS 2007: M. Fishedick, J. Nitsch, P. Viebahn u.a.: „Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage –Technologien (CCS)“; WI Wuppertal, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, PIK Potsdam; Untersuchung im Auftrag des BMU, Februar 2007

RWI 2008: M. Fondel, N. Ritter, C. Schmidt: "Auswirkungen einer verschärften Degression der Einspeisevergütung für Solarstrom." Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen, 2008

Stern 2007: Stern Review „The Economics of Climate Change.“ 2007

Schulz 2007: W.Schulz: Hemmnisse eines weiteren Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung.“ Euro-Heat&Power, 36. Jg. (2007), Heft 4, Seiten 30 – 38

Schwarz 2007: E. Schwarz: „Streitfall Kernenergie“, Argumente in Thesen, Hrsg.: BMU; November 2007

SRU 2007: „Klimaschutz durch Biomasse“. Gutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU), Berlin, Juli 2007.

Stromlücke 2008: „Keine Stromlücke, aber eine Handlungslücke“. Erklärung von rund 30 Energiewissenschaftlern und Politikern, 17. April 2008.

SZ 2008: „Im Vergleich zu Wasser ist Öl sehr billig.“ Süddeutsche Zeitung, 7. Mai 2008, S. 24

Tänzler/Luhmann 2007: A. Maas, H.J. Luhmann, M. Fishedick u.a.: „Sicherheitspolitische Bedeutung der Erneuerbaren Energien.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, FZK 904 97 324, Adelphi Consult Berlin, WI Wuppertal, Berlin 2007

Tecson 2008: Aktuelle Rohölpreise; www.tecson.de/prohoel.htm

Trans-CSP 2006: F. Trieb, C. Schillings u. a: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Untersuchung im Auftrag des BMU, Stuttgart, Berlin , April 2006; www.dlr.de/tt/trans-csp

UBA 2002: M. Fishedick, J. Nitsch, u. a.: „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energieversorgung.“ WI Wuppertal, DLR Stuttgart, Untersuchung für das Umweltbundesamt, Berlin 2002

UBA 2006: S. Ramesohl, M. Fishedick, M. Pehnt, W. Knörr, J. Nitsch, P. Viebahn u. a. „Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe.“ WI Wuppertal, IFEU Heidelberg, DLR Stuttgart, m Auftrag des UBA (FKZ 203 45 118), Berlin, März 2006

UBA 2007: „Klimaschutz in Deutschland: 40% CO₂-Senkung bis 2020 gegenüber 1990“, Untersuchung des UBA, Mai 2007

UBA 2008: C. Lorek: „Atomausstieg und Versorgungssicherheit.“ Kurzstudie des UBA, Berlin März 2008

VDEW 2007a: „Stromwirtschaft investiert in Versorgungssicherheit.“ Liste der in Bau oder in Planung befindliche Kraftwerksprojekte 2007. Siehe auch: www.strom.de/wysstr/stromwys.nst, April 2007

VDEW 2007b: „Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030.“ EWI Köln, EEFA Münster, im Auftrag des Verbands der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), Mai 2007

VDE 2008: „Effizienz- und Einsparpotenziale elektrischer Energie in Deutschland.“ Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf. Studie der Energietechnischen Gsellschaft im VDE (ETG); Kurzfassung, Frankfurt, Januar 2008

WBA 2007: „Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik.“ Gutachten des Wiss. Beirats für Agrarpolitik beim BM für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. November 2007

Windguard 2008: K. Rehfeld, j. Wallasch: „Aktualisierung des Szenarios „steigende Nabenhöhen“ aus dem Kurzgutachten zum Ausbau der Windenergienutzung bis 2020“. 4. Juni 2008

ZEIT 2008: „Streitbarer Stromboss“, Interview mit E.on Vorstand Wulf Bernotat; DIE ZEIT, 15. Mai 2008; S. 23.

Zeddies 2006: J. Zeddies: „Rohstoffverfügbarkeit für die Produktion von Biokraftstoffen in Deutschland und der EU-25.“ Universität Hohenheim, Oktober 2006.

Ziesing 2008: H. J. Ziesing: „KWK-Potenziale in Deutschland und ihre Erschließung“, Energiewirtsch. Tagesfragen 8. Jg. (2008), Heft 3, S. 50 – 59.

8 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen:

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1.1: Gesamter Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2007 (Balken und linke Ordinate) sowie Anteile am gesamten Endenergieverbrauch (Kurve und rechte Ordinate). Quellen: Daten der AGEE-Stat. nach [BMU 2008a]; [BMW 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen..... | 36 |
| Abbildung 1.2: Beitrag erneuerbarer Energien zur Primärenergieversorgung (Wirkungsgradmethode) 1975 – 2007 (Quellen: Daten der AGEE-Stat. nach [BMU 2008a]; [BMW 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen)..... | 36 |
| Abbildung 1.3: Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie am Endenergie- und Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode) seit 1990. Quellen: Daten der AGEE -Stat [BMU 2008a]; [BMW 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen. | 37 |
| Abbildung 1.4: Stromerzeugung mittels erneuerbaren Energien 1975 bis 2007. Quellen: Daten der AGEE –Stat. [BMU 2008a]; [BMW 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen. | 38 |
| Abbildung 1.5: Kumulierte installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung seit 1990. Quellen : Daten der AGEE-Stat. [BMU 2008a]; [BMW 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen..... | 39 |
| Abbildung 1.6: Wärmeerzeugung mittels erneuerbarer Energien 1975 bis 2007. Quellen : Daten der AGEE-Stat. [BMU 2008a]; [BMW 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen. | 40 |
| Abbildung 1.7: Erzeugung von Kraftstoffen mittels erneuerbaren Energien 1995 bis 2007. Quellen : Daten der AGEE –Stat. [BMU 2008a]; [BMW 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen..... | 41 |
| Abbildung 2.1: Verlauf von Bruttoinlandsprodukt (BIP real), Primärenergieverbrauch (PEV) und Energieproduktivität (BIP/PEV) seit 1990 (1990 = 100) und zwei zukünftige Entwicklungspfade bis 2020..... | 46 |
| Abbildung 2.2: Bruttostromverbrauch 1990 bis 2007 und angenommene Entwicklung bis 2030 in verschiedenen Szenarien. Der Nullpunkt der Ordinate unterdrückt. Quellen: EWI/Prognos 2005; EWI/Prognos 2007, BMW 2007, VDE 2008, ET 2007; DENA 2008. | 47 |
| Abbildung 2.3: Nominaler und realer (Preisbasis 2005) Verlauf des jahresdurchschnittlichen Rohölpreises von 1970 bis 2008 in \$/b (Wert für 2008 ist Mittelwert von Januar bis Juli). | 49 |
| Abbildung 2.4: Gegenüberstellung der drei Energiepreispfade am Beispiel des realen Ölpreises (\$ ₂₀₀₅ /b) und Vergleich mit den Preisvariante anderer Untersuchungen [EWI/Prognos 2006; IEA 2007; EIA 2007]..... | 50 |
| Abbildung 2.5: Grenzübergangspreise in € ₂₀₀₅ /GJ für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preispfaden (ohne CO ₂ -Aufschlag). | 53 |
| Abbildung 2.6: Grenzübergangspreise in € ₂₀₀₅ /GJ für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preispfaden einschließlich CO ₂ -Aufschlag. | 54 |
| Abbildung 3.1: Struktur des Endenergieverbrauchs, nichtenergetischer Verbrauch und Umwandlungsverluste 2000, 2005, 2007 und im LEITSZENARIO 2008..... | 61 |
| Abbildung 3.2: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen bis zum Jahr 2050..... | 62 |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 3.3: Struktur des Primärenergieverbrauchs im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode)..... | 63 |
| Abbildung 3.4: Erdgasverbrauch in der deutschen Energieversorgung im LEITSZENARIO 2008..... | 64 |
| Abbildung 3.5: Vermiedene CO ₂ -Emissionen ab 2006 im LEITSZENARIO 2008 nach Nutzungsbereichen, sowie die zwischen 1990 und 2005 vermiedene CO ₂ -Emissionen..... | 66 |
| Abbildung 3.6: Durch erneuerbare Energien vermiedene CO ₂ -Emissionen in der Vergangenheit (einschließlich Wasserkraft; nach AGEE-Stat) und im LEITSZENARIOS 200, (stromseitig nur Substitution fossil erzeugten Stroms angenommen). | 67 |
| Abbildung 3.7: Energetische Potenziale der Nutzung von Biomassereststoffen und –abfällen nach Einzelkategorien nach [BMU 2004] ohne und mit ökologischen Restriktionen und derzeitige Nutzung. | 68 |
| Abbildung 3.8: Verfügbare Anbauflächen in Deutschland im zeitlichen Verlauf nach ([BMU 2004] bzw. [BMU 2007] und (IE 2005)) sowie 2007 beanspruchte Fläche nach [FNR 2008]; zusätzlich ist der im LEITSZENARIO 2008 gewählte Nutzungspfad eingetragen. | 69 |
| Abbildung 3.9: Erträge von nachwachsenden Rohstoffen für die Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) und bei der Herstellung von Biokraftstoffen und weitere Steigerungsmöglichkeiten..... | 70 |
| Abbildung 3.10: Verwendung der eingesetzten Biomassen (biogene Reststoffe und Abfälle, Energiepflanzen) nach Nutzungsarten und eingesetzte Primärenergie im LEITSZENARIO 2008. | 71 |
| Abbildung 3.11: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im LEITSZENARIO 2008 unter den Bedingungen des neuen EEG und Vergleich mit den Szenarien des Energiegipfels KV und EE [BMWi 2007] und des Energiereport IV [EWI/Prognos 2005]. | 74 |
| Abbildung 3.12: Jährlich installierte elektrische EE-Leistung (Neubau und Ersatzbedarf) seit 2000 und im LEITSZENARIO 2008 nach Technologien bis zum Jahr 2030 | 77 |
| Abbildung 3.13: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs (ohne Erzeugung in Pumpspeichern) im LEITSZENARIO 2008 | 78 |
| Abbildung 3.14: Struktur der Bruttostromerzeugung im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten; (ab 2030 wird EE-Strom auch zur Wasserstoffbereitstellung eingesetzt). .. | 79 |
| Abbildung 3.15: Struktur der Kraftwerksbruttoleistung im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten. | 82 |
| Abbildung 3.16: Stilllegungen fossiler Bestandskraftwerke ab 2005 bis 2020 in verschiedenen Untersuchungen (in Anlehnung an [Matthes/Ziesing 2008])..... | 83 |
| Abbildung 3.17: Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“ einschließlich dezentraler KWK-Anlagen und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030 unter den genannten Annahmen zur Lebensdauer der Kraftwerke im LEITSZENARIO 2008 | 84 |
| Abbildung 3.18: Bedarf an neuen fossilen Kraftwerken zwischen 2006 und 2020 im LEITSZENARIO 2008 und in zwei weiteren Varianten. | 87 |
| Abbildung 3.19: Entwicklung der beheizten Flächen in Wohn (WG)- und Nichtwohngebäuden (NWG) und des spezifischen Heizwärmeverbrauchs des jeweiligen Gebäudebestands | 93 |
| Abbildung 3.20: Entwicklung des Energieeinsatzes für Raumwärme im LEITSZENARIO 2008..... | 93 |
| Abbildung 3.21: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern..... | 94 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abbildung 3.22: Struktur der erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs im LEITSZENARIO 2008. | 95 |
| Abbildung 3.23: Jährlicher Umsatz an thermischer EE-Leistung (Neubau und Ersatz) im LEITSZENARIO 2008 nach Technologien bis 2020 und in 2030; (Kollektoren mit 0,7 kW/m ² umgerechnet; bei KWK-Anlagen jeweils gesamte thermische Leistung, „Biomasse Heizanlagen“ enthält Einzelheizungen und Heizwerke). | 96 |
| Abbildung 3.24: Energieeinsatz im Verkehr im LEITSZENARIO 2008 nach Kraftstoffarten. | 97 |
| Abbildung 3.25: Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Kraftstoffbedarfs im LEITSZENARIO 2008 (einschl. EE-Strom für Individualverkehr ab 2015) | 98 |
| Abbildung 4.1: Jährliches Investitionsvolumen im LEITSZENARIO 2008 für den Stromsektor nach Einzeltechnologien | 100 |
| Abbildung 4.2: Jährliches Investitionsvolumen im LEITSZENARIO 2008 für den Wärmesektor nach Einzeltechnologien | 101 |
| Abbildung 4.3: Verlauf der Stromkosten für Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen und jeweilige kumulierte Leistung im LEITSZENARIO 2008. | 103 |
| Abbildung 4.4: Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Technologien bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im LEITSZENARIO 2008, (Geldwert 2005; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien; Nullpunkt unterdrückt). | 104 |
| Abbildung 4.5: Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen im LEITSZENARIO 2008 (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik) | 105 |
| Abbildung 4.6: Kostenentwicklung von Kollektoren, Erdwärme, Biomasseanlagen (jeweils Einzelanlagen und Nahwärmesysteme; Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien; Nahwärmesysteme einschließlich Verteilungskosten) im LEITSZENARIO 2008. | 106 |
| Abbildung 4.7: Preisentwicklung der Brennstoffe Erdgas, Steinkohle und Braunkohle für fossile Kraftwerke in den Preispfaden A und B einschließlich der jeweiligen CO ₂ -Aufschläge. Nachrichtlich ist der Preispfad C (gestrichelt) hinzugefügt. | 107 |
| Abbildung 4.8: Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung (einschließlich CO ₂ -Aufschlag) der Preispfade A: „Deutlich“ und C: „Sehr niedrig“ | 109 |
| Abbildung 4.9: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO ₂ -Preisentwicklung entsprechend Preispfad A. | 110 |
| Abbildung 4.10: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO ₂ -Preisentwicklung entsprechend Preispfad B. | 110 |
| Abbildung 4.11: Stromgestehungskosten alter (bis 2005 installierter) Kraftwerke und neuer fossiler Kraftwerke im Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2008 in Abhängigkeit der Brennstoffpreissteigerungen. | 112 |
| Abbildung 4.12: Mittlere Stromgestehungskosten im LEITSZENARIO 2008 (Preispfad A) auf der Mittelspannungsebene im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und einem Mix aus Altkraftwerken und nur fossilen Neubauten. | 113 |
| Abbildung 4.13: Wie Abbildung 4.12, mit zusätzlicher Darstellung des Energiepreispfads B. | 114 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abbildung 4.14: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich (Preisfad A) nach Energietechnologien und insgesamt im LEITSZENARIO 2008. | 115 |
| Abbildung 4.15: Gesamte Differenzkosten der EE-Stromversorgung im LEITSZENARIO 2008 für die Preisfade A und B mit und ohne Fotovoltaik. | 116 |
| Abbildung 4.16: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmebereich im LEITSZENARIO 2008 (Preisfad A; nur reine wärmeerzeugende Anlagen) nach Energietechnologien und Gesamtentwicklung. | 118 |
| Abbildung 4.17: Gesamte Differenzkosten der EE-Wärmeversorgung im LEITSZENARIO 2008 in Abhängigkeit der Preisfade A und B. | 118 |
| Abbildung 4.18: Differenzkosten der EE im Kraftstoffbereich im LEITSZENARIO 2008 in Abhängigkeit der Preisfade A und B. | 119 |
| Abbildung 4.19: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren im LEITSZENARIO 2008 bei Preissteigerungen entsprechend dem Preisfad A. | 120 |
| Abbildung 4.20: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im LEITSZENARIO 2008 in 10-Jahres-Abschnitten für vier Technologiesegmente. | 121 |
| Abbildung 4.21: CO ₂ -Vermeidungskosten stromerzeugender EE-Technologien unter den Rahmenbedingungen des LEITSZENARIOS 2008. | 123 |
| Abbildung 4.22: CO ₂ -Vermeidungskosten von EE-Technologien zur Wärmebereitstellung, von Biokraftstoff und regenerativem Wasserstoff unter den Rahmenbedingungen des LEITSZENARIOS 2008. | 124 |
| Abbildung 5.1: Entwicklung der Primärenergie bei unterschiedlicher Steigerung der Energieproduktivität in verschiedenen Szenariovarianten: Szenario D2 mit 2,5% jährlicher Steigerung bis 2020, Leitszenario 2008 mit 3%/a, Szenario E2 mit 3,4%/a und Vergleich mit dem Energie report IV [EWI/Prognos 2005] und mit einer Trendfortsetzung mit 2%/a jährlicher Steigerung. | 131 |
| Abbildung 5.2: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in den in Abbildung 5.1 dargestellten Szenarien und Reduktionsziele 2020 und 2050 (bezogen auf 1990). | 131 |
| Abbildung 5.3: Anteile erneuerbarer Energien am Strom-, Wärme- und Kraftstoffverbrauch, sowie am gesamten Endenergie- und Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 für das LEIT- SZENARIO 2008 und für die Szenarien E und D ; (Strom = Bruttostromverbrauch). | 132 |
| Abbildung 5.4 Bandbreite der EE-Anteile an der Bruttostromerzeugung und der Endenergie bis 2050 für das LEITSZENARIO 2008 und die Szenarien E3 und D2. | 133 |
| Abbildung 5.5: Verlauf der Energieintensitäten für Strom, Endenergie und Primärenergie sowie des Pro-Kopf-Verbrauchs an Strom im Szenario E1 (2000 = 100). | 134 |
| Abbildung 5.6: Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung im Szenario E1 nach Nutzungsarten und nach Energiequellen. | 135 |
| Abbildung 5.7: Struktur des Endenergieverbrauchs im Verkehr im Szenario E3. | 140 |
| Abbildung 5.8: Erwartete Anteile von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch verschiedener Szenarien als Funktion der angestrebten Minderung von CO ₂ -Emissionen. | 142 |

Tabellen:

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabelle 2-1: Die wesentlichsten demografischen und ökonomischen Eckdaten für das LEITSZENARIO 2008 und die Szenariovarianten | 45 |
| Tabelle 2-2: Bruttostromerzeugung bis 2020 bzw. 2030 in verschiedenen Szenarien | 48 |
| Tabelle 2-3: Preispfad A „Deutlicher Anstieg“ : Reale (Geldwert 2005) und nominale Importpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle sowie Braunkohle frei Kraftwerk ohne und mit CO ₂ -Aufschlag..... | 51 |
| Tabelle 2-4: Preispfad B „Mäßiger Anstieg“ : Reale (Geldwert 2005) und nominale Importpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle sowie Braunkohle frei Kraftwerk ohne und mit CO ₂ -Aufschlag..... | 52 |
| Tabelle 3-1: Spezifische Kenndaten des LEITSZENARIOS 2008 | 58 |
| Tabelle 3-2: Eckdaten 2010 bis 2050 des LEITSZENARIOS 2008, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien. | 60 |
| Tabelle 3-3: Gesamter Primärenergieverbrauch und Primärenergieverbrauch der EE nach der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode (PJ/a) und entsprechende Anteile (%). | 65 |
| Tabelle 3-4: Fossile Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Struktur der gesamten KWK im LEITSZENARIO 2008 | 81 |
| Tabelle 3-5: Rückgang der kumulierten Stromerzeugung aus Kernenergie ab dem Jahr 2000 bei planmäßigem Abbau und kumulierter Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im LEITSZENARIO 2008. | 81 |
| Tabelle 3-6: Struktur der im LEITSZENARIO 2008 erfolgten Kraftwerksstilllegung und des Zubaus neuer Kraftwerke zwischen 2006 und 2020 entsprechend der hier angenommenen Nutzungsdauer von Altanlagen. | 85 |
| Tabelle 3-7: Möglicher Zubau an neuen fossilen Kraftwerken (ab 2006) bei einem um 20 Jahre verschobenen Ausstieg aus der Kernenergie bei sonst unveränderten Randbedingungen..... | 90 |
| Tabelle 4-1: Brennstoffpreise frei Kraftwerke für die drei Preispfade A: „Deutlich“, B: „Mäßig“ und C: „Sehr niedrig“ einschließlich CO ₂ -Aufschlag (Tabelle ohne CO ₂ -Aufschlag im Anhang) | 108 |
| Tabelle 5-1: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2020. | 127 |
| Tabelle 5-2: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2030. | 128 |
| Tabelle 5-3: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2050. | 129 |
| Tabelle 5-4: Eckdaten des EE-Ausbaus 2020 und 2050 in den Szenarien E2 und E3 im Vergleich zum LEITSZENARIO 2008 | 137 |
| Tabelle 5-5: Ökonomische Wirkungen eines verstärkten EE-Ausbaus – Vergleich Szenario E2 und LEITSZENARIO 2008 (Vergleichsbasis Preispfad A; Angaben in € ₂₀₀₅) | 138 |
| Tabelle 5-6: Struktur einer möglichen Energieversorgung in Deutschland mit einer 100%igen Deckung durch erneuerbare Energien im Jahr 2090. | 141 |
| Tabelle 5-7: Wirkungen des Einsatzes der CCS-Technologie bei der Kraftwerksausbaustrategie des Szenarios D2 für verschiedene Rahmenbedingungen (nur Kohlekraftwerke)..... | 144 |

9 Anhang

Anhang 1: Entwicklung erneuerbarer Energien seit 1975

Tabelle 1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

| | Wasserkraft (ohne Strom aus PS) | | Windenergie | | Biomasse Strom einsch. biogen. Müll +) | | Fotovoltaik | | Geothermie Strom | | Summe Stromerz | Summe Leistung |
|-------------|------------------------------------|-------------|--------------|--------------|-------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|------------------|-------------|-------------------|-------------------|
| | [GWh/a] | [MW] | [GWh/a] | [MW] | [GWh/a] | [MW] | [GWh/a] | [MWp] | [GWh/a] | [MW] | [GWh/a] | [MWel] |
| 1975 | 17100 | | 0 | | 800 | | 0 | | 0 | | 17900 | |
| 1980 | 18000 | | 0 | | 1000 | | 0 | | 0 | | 19000 | |
| 1985 | 16500 | | 10 | | 1130 | | 0 | | 0 | | 17640 | |
| 1990 | 17000 | 4403 | 40 | 56 | 1422 | 740 | 1 | 2 | 0 | 0 | 18463 | 5201 |
| 1991 | 15900 | 4403 | 140 | 98 | 1450 | 742 | 2 | 3 | 0 | 0 | 17492 | 5246 |
| 1992 | 18600 | 4374 | 230 | 167 | 1545 | 782 | 3 | 6 | 0 | 0 | 20378 | 5329 |
| 1993 | 19000 | 4520 | 670 | 310 | 1570 | 795 | 6 | 9 | 0 | 0 | 21246 | 5634 |
| 1994 | 20200 | 4529 | 940 | 605 | 1870 | 841 | 8 | 12 | 0 | 0 | 23018 | 5987 |
| 1995 | 21600 | 4521 | 1800 | 1094 | 2020 | 880 | 11 | 16 | 0 | 0 | 25431 | 6511 |
| 1996 | 18800 | 4563 | 2200 | 1547 | 2203 | 928 | 16 | 24 | 0 | 0 | 23219 | 7062 |
| 1997 | 19000 | 4578 | 3000 | 2082 | 2479 | 970 | 26 | 36 | 0 | 0 | 24505 | 7666 |
| 1998 | 19000 | 4601 | 4489 | 2875 | 3392 | 989 | 32 | 45 | 0 | 0 | 26913 | 8510 |
| 1999 | 21300 | 4547 | 5528 | 4444 | 3641 | 1028 | 42 | 58 | 0 | 0 | 30511 | 10077 |
| 2000 | 24936 | 4572 | 7550 | 6114 | 4129 | 1158 | 64 | 100 | 0 | 0 | 36679 | 11944 |
| 2001 | 23383 | 4604 | 10509 | 8755 | 5065 | 1337 | 116 | 178 | 0 | 0 | 39073 | 14874 |
| 2002 | 23824 | 4626 | 15859 | 11965 | 5962 | 1492 | 188 | 258 | 0 | 0 | 45833 | 18341 |
| 2003 | 20350 | 4643 | 18856 | 14609 | 9132 | 2079 | 333 | 408 | 0 | 0 | 48671 | 21739 |
| 2004 | 21000 | 4658 | 25509 | 16629 | 10463 | 2338 | 557 | 1018 | 0,2 | 0,16 | 57529 | 24643 |
| 2005 | 21524 | 4681 | 27229 | 18431 | 13534 | 2645 | 1282 | 1881 | 0,2 | 0,16 | 63569 | 27638 |
| 2006 | 19876 | 4700 | 30710 | 20622 | 17627 | 3640 | 2220 | 2781 | 0,4 | 0,16 | 70433 | 31743 |
| 2007 | 20700 | 4720 | 39500 | 22247 | 23800 | 4300 | 3500 | 3930 | 0,4 | 0,16 | 87500 | 35197 |

Tabelle 2: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung sowie gesamte Endenergie aus erneuerbaren Energien

| Biomasse Wärme | Solarthermie | | Geothermie | | Summe Wärme | Biodiesel | Pflanzenöl | Bio- ethanol | Summe Kraftstoffe | Endenergie gesamt | |
|-------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|----------------|--------------|-------------|-----------------|----------------------|-------------------|------------|
| [GWh/a] | [GWh/a] | [1.000 m²] | [MW] | [GWh/a] | [GWh/a] | [GWh/a] | [GWh/a] | [GWh/a] | [GWh/a] | [GWh/a] | PJ/a |
| 30000 | 0 | | | 200 | 30200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 48100 | 173 |
| 32000 | 0 | | | 300 | 32300 | 0 | 0 | 0 | 0 | 51300 | 185 |
| 35000 | 50 | | | 500 | 35550 | 0 | 0 | 0 | 0 | 53190 | 191 |
| 38000 | 130 | 340 | 238 | 1000 | 39130 | 0 | 0 | 0 | 0 | 57593 | 207 |
| 39000 | 166 | 468 | 328 | 1100 | 40266 | 2 | 0 | 0 | 2 | 57760 | 208 |
| 40000 | 218 | 590 | 413 | 1200 | 41418 | 52 | 0 | 0 | 52 | 61848 | 223 |
| 41000 | 279 | 749 | 524 | 1300 | 42579 | 103 | 0 | 0 | 103 | 63928 | 230 |
| 42000 | 351 | 946 | 662 | 1400 | 43751 | 258 | 0 | 0 | 258 | 67027 | 241 |
| 44000 | 440 | 1159 | 811 | 1425 | 45865 | 310 | 0 | 0 | 310 | 71606 | 258 |
| 46000 | 550 | 1457 | 1020 | 1383 | 47933 | 517 | 0 | 0 | 517 | 71669 | 258 |
| 48546 | 695 | 1821 | 1275 | 1335 | 50576 | 827 | 0 | 0 | 827 | 75908 | 273 |
| 51613 | 857 | 2194 | 1536 | 1384 | 53854 | 1033 | 0 | 0 | 1033 | 81800 | 294 |
| 50951 | 1037 | 2641 | 1849 | 1429 | 53417 | 1343 | 0 | 0 | 1343 | 85271 | 307 |
| 54314 | 1279 | 3284 | 2299 | 1433 | 57026 | 2583 | 0 | 0 | 2583 | 96288 | 347 |
| 55326 | 1626 | 4199 | 2939 | 1447 | 58399 | 3617 | 0 | 0 | 3617 | 101089 | 364 |
| 54626 | 1955 | 4749 | 3324 | 1483 | 58064 | 5683 | 0 | 0 | 5683 | 109580 | 394 |
| 70346 | 2465 | 5478 | 3835 | 1532 | 74343 | 8267 | 52 | 0 | 8319 | 131333 | 473 |
| 72259 | 2573 | 6235 | 4365 | 1558 | 76390 | 10850 | 52 | 424 | 11326 | 145245 | 523 |
| 76317 | 2828 | 7197 | 5038 | 1601 | 80746 | 18600 | 2047 | 1936 | 22583 | 166898 | 601 |
| 78800 | 3274 | 8610 | 6027 | 1934 | 84008 | 29444 | 7417 | 3556 | 40417 | 194858 | 701 |
| 84240 | 3700 | 9680 | 6776 | 2260 | 90200 | 34389 | 8750 | 3417 | 46556 | 224206 | 807 |

*) bei Biomasse ab 2003 Neubewertung des Wärmebeitrags aufgrund verbesserter Datenlage.

Quellen: Daten der AGEE-Stat. (bis 6/08; teilweise unveröffentlicht), BMU 2008a, BMWi 2008; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

Tabelle 3a: Primärenergiestruktur und Endenergie 1975 – 1995 (1975 bis 1989 alte und neue Bundesländer) mit Einordnung erneuerbarer Energien aus Tab. 1 und 2

| | 1975 | 1980 | 1985 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
|------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Energieträger | | | | | | | | | | | |
| Mineralöl | 5500 | 6058 | 5113 | 5296 | 5013 | 5217 | 5525 | 5612 | 5731 | 5681 | 5689 |
| Steinkohlen | 2300 | 2393 | 2511 | 2362 | 2306 | 2306 | 2330 | 2196 | 2139 | 2140 | 2060 |
| Braunkohlen | 3500 | 3391 | 3686 | 3537 | 3525 | 3202 | 2507 | 2176 | 1983 | 1861 | 1734 |
| Naturgase 1) | 1112 | 2177 | 2031 | 2164 | 2239 | 2248 | 2376 | 2345 | 2493 | 2548 | 2770 |
| Kernenergie | 400 | 606 | 1450 | 1698 | 1743 | 1665 | 1609 | 1733 | 1675 | 1650 | 1682 |
| EE 1 2) | 62 | 65 | 59 | 59 | 55 | 61 | 58 | 68 | 71 | 76 | 84 |
| EE 2 3) | 136 | 146 | 161 | 160 | 165 | 178 | 183 | 188 | 194 | 201 | 211 |
| Sonstige 4) | 30 | 30 | 32 | 28 | 30 | 25 | 25 | 20 | 20 | 20 | 22 |
| Importsaldo Strom | 30 | 26 | 40 | 7 | 4 | 3 | -2 | -19 | 3 | 8 | 17 |
| Primärenergie, ges. | 13069 | 14892 | 15083 | 15311 | 15080 | 14905 | 14610 | 14319 | 14309 | 14185 | 14269 |
| PEV EE 1 + 2 | 197 | 211 | 220 | 219 | 220 | 239 | 240 | 256 | 265 | 277 | 295 |
| Anteile in % | | | | | | | | | | | |
| Mineralöl | 42,1 | 40,7 | 33,9 | 34,6 | 33,2 | 35,0 | 37,8 | 39,2 | 40,1 | 40,0 | 39,9 |
| Steinkohlen | 17,6 | 16,1 | 16,6 | 15,4 | 15,3 | 15,5 | 15,9 | 15,3 | 14,9 | 15,1 | 14,4 |
| Braunkohlen | 26,8 | 22,8 | 24,4 | 23,1 | 23,4 | 21,5 | 17,2 | 15,2 | 13,9 | 13,1 | 12,2 |
| Naturgase 1) | 8,5 | 14,6 | 13,5 | 14,1 | 14,8 | 15,1 | 16,3 | 16,4 | 17,4 | 18,0 | 19,4 |
| Kernenergie | 3,1 | 4,1 | 9,6 | 11,1 | 11,6 | 11,2 | 11,0 | 12,1 | 11,7 | 11,6 | 11,8 |
| EE 1 2) | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 |
| EE 2 3) | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,0 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,5 |
| Sonstige 4) | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 |
| Importsaldo Strom | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -0,0 | -0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,1 |
| Anteil PEV EE 1 + 2 | 1,51 | 1,41 | 1,46 | 1,43 | 1,46 | 1,60 | 1,65 | 1,79 | 1,85 | 1,95 | 2,07 |
| Verwendung | | | | | | | | | | | |
| Primärenergie | 13069 | 14892 | 15083 | 15311 | 15080 | 14905 | 14610 | 14319 | 14309 | 14185 | 14269 |
| Umwandlungssektor | 4000 | 4200 | 4400 | 4539 | 4480 | 4475 | 4353 | 4281 | 4188 | 4111 | 3984 |
| NE-Verbrauch | 800 | 850 | 900 | 944 | 998 | 958 | 891 | 911 | 887 | 964 | 963 |
| Endenergie | 8269 | 9842 | 9783 | 9828 | 9602 | 9472 | 9366 | 9127 | 9234 | 9110 | 9322 |
| Endenergie EE | 173 | 185 | 191 | 205 | 206 | 207 | 208 | 223 | 230 | 241 | 258 |
| Endenergie: | | | | | | | | | | | |
| - Verarb. Gewerbe | | | | 3227 | 3254 | 2977 | 2694 | 2560 | 2432 | 2463 | 2474 |
| - Haushalte | | | | 2513 | 2263 | 2367 | 2516 | 2436 | 2618 | 2558 | 2655 |
| - Kleinverbraucher | | | | 1829 | 1747 | 1749 | 1728 | 1609 | 1588 | 1535 | 1579 |
| -Verkehr | | | | 2259 | 2338 | 2379 | 2428 | 2522 | 2596 | 2554 | 2614 |
| Anteile an PEV (in %) | | | | | | | | | | | |
| Umwandlungssektor | 30,6 | 28,2 | 29,2 | 29,6 | 29,7 | 30,0 | 29,8 | 29,9 | 29,3 | 29,0 | 27,9 |
| NE-Verbrauch | 6,1 | 5,7 | 6,0 | 6,2 | 6,6 | 6,4 | 6,1 | 6,4 | 6,2 | 6,8 | 6,7 |
| Endenergie | 63,3 | 66,1 | 64,9 | 64,2 | 63,7 | 63,5 | 64,1 | 63,7 | 64,5 | 64,2 | 65,3 |
| Anteile an END (in %) | | | | | | | | | | | |
| Endenergie EE | 2,09 | 1,88 | 1,96 | 2,09 | 2,15 | 2,19 | 2,22 | 2,44 | 2,49 | 2,65 | 2,77 |
| Anteile an Endenergie: | | | | | | | | | | | |
| - Verarb. Gewerbe | | | | 32,8 | 33,9 | 31,4 | 28,8 | 28,0 | 26,3 | 27,0 | 26,5 |
| - Haushalte | | | | 25,6 | 23,6 | 25,0 | 26,9 | 26,7 | 28,4 | 28,1 | 28,5 |
| - Kleinverbraucher | | | | 18,6 | 18,2 | 18,5 | 18,4 | 17,6 | 17,2 | 16,8 | 16,9 |
| -Verkehr | | | | 23,0 | 24,3 | 25,1 | 25,9 | 27,6 | 28,1 | 28,0 | 28,0 |

1) Erdgas, Erdöl, Gas, Grubengas

2) EE 1: Wasser-, Wind-, PV-Strom (Wirkungsgradmethode; Wasser ohne Pumpspeicher)

3) EE 2: Biomasse einschl. Klärgas, Deponiegas, biogene Abfälle, Sonnenenergie (Wärme), Geothermie

4) Sonstige: Müllverbrennung (nicht biogen), Kokereigase, Gichtgas; Stat. Differenzen

Quellen: AG-Energiebilanzen 11/2007 ; EE-Daten siehe Tab. 1 und Tab. 2

Tabelle 3b: Primärenergiestruktur und Endenergie 1996 – 2007 mit Einordnung erneuerbarer Energien aus Tab. 1 und 2

| 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------------------|
| 5808 | 5753 | 5775 | 5599 | 5499 | 5577 | 5381 | 5286 | 5214 | 5152 | 5164 | 4678 | Energieträger |
| 2090 | 2065 | 2059 | 1967 | 2021 | 1949 | 1927 | 2010 | 1909 | 1843 | 1923 | 1952 | Mineralöl |
| 1688 | 1595 | 1514 | 1473 | 1550 | 1633 | 1663 | 1639 | 1648 | 1596 | 1574 | 1618 | Steinkohlen |
| 3095 | 2980 | 3005 | 2996 | 2972 | 3133 | 3127 | 3169 | 3233 | 3275 | 3285 | 3075 | Braunkohlen |
| 1764 | 1859 | 1764 | 1855 | 1851 | 1868 | 1798 | 1801 | 1822 | 1779 | 1826 | 1533 | Naturgase 1) |
| 76 | 79 | 85 | 97 | 117 | 122 | 144 | 142 | 169 | 180 | 190 | 229 | Kernenergie |
| 222 | 236 | 255 | 256 | 279 | 294 | 305 | 402 | 430 | 485 | 622 | 703 | EE 1 2) |
| 23 | 56 | 66 | 77 | 102 | 93 | 80 | 40 | 264 | 190 | 86 | 114 | EE 2 3) |
| -19 | -9 | -2 | 4 | 11 | 10 | 2 | -29 | -26 | -31 | -72 | -60 | Sonstige 4) |
| | | | | | | | | | | | | Importsaldo Strom |
| 14746 | 14614 | 14521 | 14324 | 14402 | 14679 | 14427 | 14460 | 14663 | 14469 | 14598 | 13842 | Primärenergie, ges. |
| 297 | 315 | 340 | 353 | 396 | 416 | 449 | 544 | 599 | 665 | 812 | 932 | PEV EE 1 + 2 |
| 39,4 | 39,4 | 39,8 | 39,1 | 38,2 | 38,0 | 37,3 | 36,6 | 35,6 | 35,6 | 35,4 | 33,8 | Anteile in % |
| 14,2 | 14,1 | 14,2 | 13,7 | 14,0 | 13,3 | 13,4 | 13,9 | 13,0 | 12,7 | 13,2 | 14,1 | Mineralöl |
| 11,4 | 10,9 | 10,4 | 10,3 | 10,8 | 11,1 | 11,5 | 11,3 | 11,2 | 11,0 | 10,8 | 11,7 | Steinkohlen |
| 21,0 | 20,4 | 20,7 | 20,9 | 20,6 | 21,3 | 21,7 | 21,9 | 22,0 | 22,6 | 22,5 | 22,2 | Braunkohlen |
| 12,0 | 12,7 | 12,1 | 13,0 | 12,9 | 12,7 | 12,5 | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,5 | 11,1 | Naturgase 1) |
| 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 1,0 | 1,0 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 1,7 | Kernenergie |
| 1,5 | 1,6 | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 2,0 | 2,1 | 2,8 | 2,9 | 3,4 | 4,3 | 5,1 | EE 1 2) |
| 0,2 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,3 | 1,8 | 1,3 | 0,6 | 0,8 | EE 2 3) |
| -0,1 | -0,1 | -0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | -0,2 | -0,2 | -0,2 | -0,5 | -0,4 | Sonstige 4) |
| | | | | | | | | | | | | Importsaldo Strom |
| 2,02 | 2,16 | 2,34 | 2,46 | 2,75 | 2,84 | 3,11 | 3,76 | 4,09 | 4,60 | 5,56 | 6,74 | PEV EE 1 + 2 |
| 14746 | 14614 | 14521 | 14324 | 14402 | 14679 | 14427 | 14460 | 14663 | 14469 | 14598 | 13842 | Verwendung |
| 4107 | 4067 | 4017 | 3989 | 4098 | 4192 | 4155 | 4144 | 4273 | 4133 | 4155 | 3920 | Primärenergie |
| 953 | 1012 | 1046 | 1035 | 1068 | 1032 | 1046 | 1032 | 1064 | 1096 | 1020 | 1000 | (einschl. Stat.Diff.) |
| 9686 | 9535 | 9458 | 9300 | 9236 | 9455 | 9226 | 9284 | 9326 | 9240 | 9423 | 8922 | NE-Verbrauch |
| | | | | | | | | | | | | Endenergie |
| 258 | 273 | 294 | 307 | 347 | 364 | 394 | 473 | 523 | 601 | 701 | 807 | Endenergie EE |
| 2424 | 2440 | 2397 | 2384 | 2421 | 2365 | 2322 | 2437 | 2513 | 2550 | 2666 | 2500 | Endenergie: |
| 2890 | 2854 | 2782 | 2612 | 2584 | 2822 | 2689 | 2726 | 2665 | 2642 | 2683 | 2420 | - Verarb. Gewerbe |
| 1747 | 1598 | 1588 | 1523 | 1478 | 1571 | 1544 | 1520 | 1533 | 1350 | 1433 | 1385 | - Haushalte |
| 2625 | 2643 | 2691 | 2781 | 2753 | 2697 | 2671 | 2601 | 2615 | 2698 | 2641 | 2617 | - Kleinverbraucher |
| | | | | | | | | | | | | -Verkehr |
| 27,9 | 27,8 | 27,7 | 27,8 | 28,5 | 28,6 | 28,8 | 28,7 | 29,1 | 28,6 | 28,5 | 28,3 | Anteile an PEV (in %) |
| 6,5 | 6,9 | 7,2 | 7,2 | 7,4 | 7,0 | 7,3 | 7,1 | 7,3 | 7,6 | 7,0 | 7,2 | (einschl. Stat.Diff.) |
| 65,7 | 65,2 | 65,1 | 64,9 | 64,1 | 64,4 | 63,9 | 64,2 | 63,6 | 63,9 | 64,5 | 64,5 | NE-Verbrauch |
| | | | | | | | | | | | | Endenergie |
| 2,66 | 2,87 | 3,11 | 3,30 | 3,75 | 3,85 | 4,28 | 5,09 | 5,61 | 6,50 | 7,44 | 9,05 | Anteile an END (in %) |
| | | | | | | | | | | | | Endenergie EE |
| 25,0 | 25,6 | 25,3 | 25,6 | 26,2 | 25,0 | 25,2 | 26,2 | 26,9 | 27,6 | 28,3 | 28,0 | Anteile an Endenergie: |
| 29,8 | 29,9 | 29,4 | 28,1 | 28,0 | 29,8 | 29,1 | 29,4 | 28,6 | 28,6 | 28,5 | 27,1 | - Verarb. Gewerbe |
| 18,0 | 16,8 | 16,8 | 16,4 | 16,0 | 16,6 | 16,7 | 16,4 | 16,4 | 14,6 | 15,2 | 15,5 | - Haushalte |
| 27,1 | 27,7 | 28,5 | 29,9 | 29,8 | 28,5 | 29,0 | 28,0 | 28,0 | 29,2 | 28,0 | 29,3 | - Kleinverbraucher |
| | | | | | | | | | | | | -Verkehr |

Bilanzen/EE-Stat; 12.6.08

Endenergie 2007 und Aufteilung auf Sektoren geschätzt.

Anhang 2: Angaben zur Gesamtversorgung im LEITSZENARIO 2008

Tabelle 4: Gesamte Bruttostromerzeugung

| Gesamte Bruttostromerzeugung 1995 bis 2050 (TWh/a) Leitszenario 2008 | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Jahr | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Kond. Kraftwerke | 454,3 | 480,0 | 492,2 | 456,0 | 399,4 | 333,3 | 260,9 | 192,0 | 86,2 | 14,0 |
| - Steinkohle/Übr. feste B. | 137,2 | 140,5 | 125,8 | 116,3 | 96,3 | 87,3 | 71,1 | 49,5 | 18,6 | 5,1 |
| - Braunkohle | 135,1 | 139,8 | 145,1 | 133,0 | 118,0 | 110,0 | 89,0 | 62,0 | 28,5 | 2,5 |
| - Erdgas/Öl/übrig.Gase | 27,9 | 30,1 | 58,3 | 76,7 | 91,1 | 102,5 | 100,8 | 80,6 | 39,2 | 6,5 |
| - Kernenergie | 154,1 | 169,6 | 163,0 | 130,0 | 94,0 | 33,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Öffentliche, große KWK | 25,5 | 27,5 | 30,0 | 31,0 | 34,0 | 38,0 | 38,0 | 38,0 | 37,0 | 35,0 |
| - HKW, Braunkohlen | 7,5 | 8,5 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 8,0 | 5,5 | 0,5 |
| - HKW, Steinkohle | 10,0 | 10,0 | 10,5 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| - HKW Müll (einschl. biogen. Abfälle) | 3,5 | 3,7 | 5,0 | 6,0 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 |
| - HKW, Erdgas, Öl | 4,5 | 5,3 | 5,5 | 6,0 | 7,5 | 11,5 | 11,5 | 12,5 | 14,0 | 17,0 |
| Dezentrale KWK (Nahwärme+Objekte): | 2,0 | 3,5 | 7,6 | 14,7 | 22,0 | 30,0 | 36,0 | 41,0 | 45,5 | 50,0 |
| - BHKW, Erdgas, Öl | 1,8 | 2,7 | 3,2 | 5,4 | 6,4 | 8,6 | 12,3 | 15,0 | 17,8 | 22,3 |
| - (HKW); BHKW, Biomasse | 0,2 | 0,8 | 4,4 | 9,3 | 15,6 | 21,4 | 23,7 | 26,0 | 27,7 | 27,7 |
| Industrielle KWK | 28,0 | 29,0 | 34,0 | 40,2 | 46,0 | 50,5 | 53,5 | 56,0 | 57,5 | 59,0 |
| - HKW, Kohlen | 11,7 | 11,7 | 10,9 | 7,7 | 8,0 | 8,0 | 6,2 | 4,8 | 3,7 | 3,2 |
| - HKW, Erdgas, Öl | 10 | 9,8 | 9,5 | 9,0 | 10,6 | 11,6 | 13,0 | 15,0 | 15,5 | 16,0 |
| - BHKW, Erdgas, Öl | 6,0 | 6,0 | 7,0 | 6,8 | 7,7 | 10,7 | 13,7 | 15,3 | 16,8 | 18,3 |
| - (HKW); BHKW, Biomasse | 0,3 | 1,5 | 6,6 | 16,7 | 19,7 | 20,2 | 20,6 | 20,9 | 21,5 | 21,5 |
| EE (ohne Biomasse) | 23,4 | 32,6 | 50,0 | 74,8 | 96,3 | 131,8 | 181,2 | 230,6 | 333,4 | 418,6 |
| - Laufwasser(+ Zulauf Speicher) | 21,6 | 24,9 | 21,5 | 22,5 | 23,9 | 24,3 | 24,5 | 24,6 | 24,8 | 24,8 |
| - Wind (Onshore und Offshore) | 1,8 | 7,6 | 27,2 | 46,0 | 60,8 | 87,2 | 114,7 | 142,2 | 186,6 | 209,4 |
| - Photovoltaik | 0,0 | 0,1 | 1,3 | 6,2 | 11,0 | 15,5 | 18,7 | 21,9 | 25,3 | 27,7 |
| - Geothermie | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,6 | 1,8 | 3,9 | 6,0 | 14,7 | 35,7 |
| - Import EE | | | | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 19,4 | 35,9 | 82,0 | 121,0 |
| Gesamt Erzeugung ***) | 533,2 | 572,6 | 613,8 | 617 | 598 | 584 | 570 | 558 | 560 | 577 |
| - Steinkohle/Sonst. feste B.*) | 160,7 | 164,1 | 149,7 | 137 | 118 | 109 | 91 | 68 | 36 | 22 |
| - Braunkohle | 142,6 | 148,3 | 154,1 | 142 | 127 | 119 | 98 | 70 | 34 | 3 |
| - Erdgas/Öl/übrig.Gase | 50,2 | 53,9 | 83,5 | 104 | 123 | 145 | 151 | 138 | 103 | 80 |
| - Summe fossil | 353,5 | 366,3 | 387,3 | 383 | 368 | 373 | 340 | 276 | 173 | 105 |
| - nuklear | 154,1 | 169,6 | 163,0 | 130 | 94 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| -EE gesamt **) | 25,7 | 36,7 | 63,5 | 104 | 136 | 178 | 230 | 282 | 387 | 472 |
| -- fluktuier. (nur PV/Wind) | 1,8 | 7,7 | 28,5 | 52 | 72 | 103 | 133 | 164 | 212 | 237 |
| EE-Anteil, gesamt | 0,05 | 0,06 | 0,103 | 0,169 | 0,227 | 0,304 | 0,403 | 0,505 | 0,691 | 0,818 |
| Flukt. Durchdring. | 0,00 | 0,01 | 0,05 | 0,08 | 0,12 | 0,18 | 0,23 | 0,29 | 0,38 | 0,41 |
| EE-Strom für Wasserstoff (in obigem REG enthalten) | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 33 | 67 |
| - Wind (einschl. Offshore) | | | | | | | | 10 | 25 | 45 |
| - Photovoltaik | | | | | | | | 0 | 2 | 4 |
| - Geothermie | | | | | | | | 0 | 0 | 0 |
| - Import EE | | | | | | | | 0 | 6 | 18 |
| EE ohne Strom für Wasserst. Gesamt ohne Strom für H2 | 25,7 | 36,7 | 63,5 | 104 | 136 | 178 | 230 | 272 | 354 | 405 |
| ***) ohne Erzeugung in Pumpspeichern (2005 = 6,8 TWh/a) | | | | 617 | 598 | 584 | 570 | 548 | 527 | 510 |
| Nachrichtlich: Erzeugung 2007 = 630 TWh/a | | | | | | | | | | |
| *) einschl. gesamter Abfall (nicht biogen und biogen) | | | | | | | | | | |
| **) einschl. Biomasse + biogener Anteil aus Müll-KW (55%) | | | | | | | | | | |
| KWK (einschl. Biomasse+ HDR) | 56 | 60 | 72 | 86 | 102 | 119 | 129 | 138 | 147 | 158 |
| Anteil an gesamt | 10,4 | 10,5 | 11,7 | 13,9 | 17,1 | 20,4 | 22,7 | 24,7 | 26,2 | 27,4 |
| nachrichtlich von Tab 4a: Strom- Endenergie | 458 | 494 | 515 | 520 | 508 | 498 | 487 | 469 | 451 | 436 |

Tabelle 5: Installierte Bruttoleistung aller Kraftwerksarten

| Installierte Bruttoleistung; öffentlich (+Bahn) + Industrie +Privat (GW) Leitszenario 2008 | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Jahr | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Kond. Kraftwerke | 92,9 | 90,3 | 81,9 | 78,8 | 70,7 | 62,0 | 51,5 | 41,6 | 24,3 | 6,7 |
| -Steinkohle/Übr. feste B. | 24,6 | 26,1 | 21,3 | 21,5 | 18,2 | 16,8 | 13,9 | 9,9 | 4,1 | 2,0 |
| -Braunkohle | 21,2 | 18,8 | 18,8 | 18,0 | 15,9 | 15,1 | 12,4 | 8,7 | 4,5 | 0,4 |
| -Erdgas/Öl/übrig.Gase | 23,2 | 21,8 | 20,4 | 21,9 | 24,0 | 25,6 | 25,2 | 23,0 | 15,7 | 4,3 |
| -Kernenergie | 24,0 | 23,6 | 21,4 | 17,4 | 12,6 | 4,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Öffentliche HKW | 9,7 | 9,7 | 10,3 | 10,8 | 11,4 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 11,9 | 10,9 |
| -HKW Braunkohle | 2,9 | 3,0 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 2,9 | 2,0 | 0,2 |
| -HKW (Steinkohle, Müll gesamt) | 5,1 | 5,1 | 5,5 | 5,3 | 5,7 | 5,7 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 |
| -HKW (Erdgas +Öl) | 1,8 | 1,6 | 1,6 | 2,2 | 2,4 | 3,4 | 3,3 | 3,6 | 4,0 | 4,9 |
| Nahwärme + Objekte | 0,5 | 0,7 | 1,3 | 2,6 | 3,9 | 5,3 | 6,4 | 7,3 | 8,1 | 9,0 |
| -BHKW(Gas;Öl) | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 1,1 | 1,2 | 1,6 | 2,3 | 2,8 | 3,2 | 4,1 |
| -BHKW.(Biomasse) | 0,0 | 0,2 | 0,7 | 1,6 | 2,7 | 3,7 | 4,1 | 4,6 | 4,9 | 4,9 |
| Industrielle KWK | 9,5 | 8,9 | 9,4 | 10,2 | 11,5 | 12,5 | 13,1 | 13,6 | 14,2 | 14,6 |
| -HKW (Steinkohle) | 4,6 | 3,6 | 3,2 | 2,4 | 2,7 | 2,7 | 2,2 | 1,8 | 1,4 | 1,2 |
| -HKW (Erdgas, Öl) | 3,4 | 3,5 | 3,5 | 3,3 | 3,8 | 4,0 | 4,3 | 5,0 | 5,5 | 5,7 |
| -BHKW(Erdgas, Öl) | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,6 | 2,3 | 2,9 | 3,2 | 3,5 | 3,8 |
| -BHKW (Biomasse) | 0,1 | 0,3 | 1,2 | 3,0 | 3,5 | 3,5 | 3,6 | 3,7 | 3,8 | 3,8 |
| Regenerativ (ohne Biomasse) | 5,6 | 10,8 | 25,0 | 38,2 | 48,9 | 62,1 | 75,8 | 89,6 | 113,6 | 130,3 |
| -Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher) | 4,5 | 4,6 | 4,7 | 4,8 | 5,0 | 5,1 | 5,1 | 5,2 | 5,2 | 5,2 |
| -Wind | 1,1 | 6,1 | 18,4 | 25,7 | 30,8 | 38,1 | 45,4 | 52,8 | 65,3 | 71,0 |
| -Photovoltaik | 0,0 | 0,1 | 1,9 | 7,7 | 13,0 | 17,9 | 21,0 | 24,0 | 27,0 | 29,0 |
| -Geothermie | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 0,6 | 0,9 | 2,1 | 5,1 |
| -Import EE | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 3,7 | 6,7 | 14,0 | 20,0 |
| Gesamt Erzeugung *) | 118,2 | 120,3 | 127,8 | 140,6 | 146,4 | 154,2 | 159,1 | 164,5 | 172,1 | 171,5 |
| -Steinkohle/Übr. feste B.; Müll** | 34,2 | 34,8 | 30,0 | 29,3 | 26,5 | 25,2 | 21,9 | 17,5 | 11,4 | 9,1 |
| -Braunkohle | 24,0 | 21,8 | 22,0 | 21,2 | 19,2 | 18,3 | 15,6 | 11,6 | 6,6 | 0,6 |
| -Erdgas/Öl/übrig.Gase | 30,3 | 28,8 | 27,5 | 30,0 | 33,0 | 36,9 | 38,0 | 37,5 | 31,9 | 22,7 |
| - Summe fossil (einschl. Müll) | 88,5 | 85,4 | 79,5 | 80,4 | 78,7 | 80,4 | 75,5 | 66,6 | 49,9 | 32,4 |
| -nuklear | 24,0 | 23,6 | 21,4 | 17,4 | 12,6 | 4,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| -regenerativ (einschl. Biomasse) | 5,7 | 11,3 | 26,9 | 42,8 | 55,0 | 69,3 | 83,6 | 97,9 | 122,2 | 139,1 |
| -- fluktuier. (PV/Wind) | 1,1 | 6,2 | 20,3 | 33,4 | 43,8 | 56,0 | 66,4 | 76,8 | 92,3 | 100,0 |
| KWK- Erzeugung, gesamt | 19,7 | 19,2 | 20,9 | 23,6 | 26,8 | 30,1 | 31,7 | 33,2 | 34,2 | 34,5 |
| -HKW öffentlich | 9,7 | 9,7 | 10,3 | 10,8 | 11,4 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 11,9 | 10,9 |
| -HKW Industrie | 8,0 | 7,1 | 6,7 | 5,7 | 6,5 | 6,7 | 6,5 | 6,8 | 7,0 | 6,9 |
| -BHKW (Nahwärme+Objekte) | 0,5 | 0,7 | 1,3 | 2,6 | 3,9 | 5,3 | 6,4 | 7,3 | 8,1 | 9,0 |
| -BHKW (Industrie) | 1,5 | 1,8 | 2,7 | 4,4 | 5,1 | 5,8 | 6,5 | 6,9 | 7,3 | 7,7 |
| - fossil gesamt | 19,6 | 18,7 | 19,0 | 19,0 | 20,7 | 22,9 | 24,0 | 25,0 | 25,6 | 25,7 |
| - dezentrale KWK gesamt | 2,0 | 2,4 | 3,9 | 7,1 | 9,0 | 11,1 | 12,9 | 14,2 | 15,4 | 16,7 |
| Anteil an Gesamt KWK (%) | 10,2 | 12,6 | 18,8 | 30,0 | 33,5 | 36,8 | 40,7 | 42,7 | 45,0 | 48,3 |
| *) ohne Pumpspeicherleistung; 2005 = 4,7 GW; **) einschl. Mischfeuerung | | | | | | | | | | |

Aktual/LE-08-B; 12.6.08

Tabelle 6: Stromseitige Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung

| Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung; Stromseitig Leitszenario 2008 | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Jahr | 1995 | 2000 | 2005 Ist **) | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| a) Öffentl. HKW = "Fernwärme" | | | | | | | | | | |
| - Strom (TWh/a) | 25,5 | 27,5 | 30,0 | 31,0 | 34,0 | 38,0 | 38,0 | 38,0 | 37,0 | 35,0 |
| - KWK-Wärme (TWh/a) | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 57,4 | 59,6 | 62,3 | 58,5 | 55,1 | 51,4 | 47,3 |
| - Stromkennzahl | 0,464 | 0,500 | 0,545 | 0,540 | 0,570 | 0,610 | 0,650 | 0,690 | 0,720 | 0,740 |
| Aufteilung Strom: | | | | | | | | | | |
| Große HKW Braunkohle | 7,5 | 8,5 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 8,0 | 5,5 | 0,5 |
| Große HKW Steinkohle | 10,0 | 10,0 | 10,5 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| Große HKW (Müll + biog. Abfälle) | 3,5 | 3,7 | 5,0 | 6,0 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 |
| Große HKW (Erdgas + Öl) | 4,5 | 5,3 | 5,5 | 6,0 | 7,5 | 11,5 | 11,5 | 12,5 | 14,0 | 17,0 |
| b) "Nahwärme" bzw. BHKW von 10 kWel bis 10 MWel | | | | | | | | | | |
| - Strom (TWh/a) | 2,0 | 3,5 | 7,0 | 11,0 | 15,0 | 19,0 | 22,0 | 25,0 | 27,5 | 30,0 |
| - KWK-Wärme (TWh/a) | 4,0 | 7,0 | 12,0 | 15,3 | 19,7 | 22,9 | 25,0 | 26,3 | 25,5 | 25,0 |
| - Stromkennzahl | 0,500 | 0,500 | 0,583 | 0,720 | 0,760 | 0,830 | 0,880 | 0,950 | 1,080 | 1,200 |
| Aufteilung Strom: | | | | | | | | | | |
| BHKW, Gas+Öl *) | 1,8 | 2,7 | 2,8 | 4,2 | 4,9 | 5,5 | 7,0 | 8,5 | 9,8 | 12,3 |
| BHKW, Biomasse, -gas *) | 0,2 | 0,8 | 4,2 | 6,8 | 10,1 | 13,5 | 15,0 | 16,5 | 17,7 | 17,7 |
| c) "Objektversorgung" < 10 kWel | | | | | | | | | | |
| - Strom (TWh/a) | 0 | 0 | 0,6 | 3,7 | 7,0 | 11,0 | 14,0 | 16,0 | 18,0 | 20,0 |
| - KWK-Wärme (TWh/a) | 0 | 0 | 1,4 | 8,6 | 15,6 | 23,4 | 28,6 | 30,8 | 32,7 | 33,3 |
| - Stromkennzahl | | | 0,429 | 0,430 | 0,450 | 0,470 | 0,490 | 0,520 | 0,550 | 0,600 |
| Aufteilung Strom: | | | | | | | | | | |
| BHKW, Gas + Öl *) | 0 | 0 | 0,4 | 1,2 | 1,5 | 3,1 | 5,3 | 6,5 | 8,0 | 10,0 |
| BHKW, Biomasse, -gas *) | 0 | 0 | 0,2 | 2,5 | 5,5 | 7,9 | 8,7 | 9,5 | 10,0 | 10,0 |
| d) "Industrielle" KWK | | | | | | | | | | |
| - Strom (TWh/a) | 28,0 | 29,0 | 34,0 | 40,2 | 46,0 | 50,5 | 53,5 | 56,0 | 57,5 | 59,0 |
| - KWK-Wärme (TWh/a) | 69,0 | 65,0 | 68,0 | 67,0 | 65,7 | 67,3 | 66,9 | 65,9 | 63,9 | 63,4 |
| - Stromkennzahl | 0,41 | 0,45 | 0,50 | 0,60 | 0,70 | 0,75 | 0,80 | 0,85 | 0,90 | 0,93 |
| Aufteilung Strom: | | | | | | | | | | |
| HKW, Steinkohle | 11,7 | 11,7 | 10,9 | 7,7 | 8,0 | 8,0 | 6,2 | 4,8 | 3,7 | 3,2 |
| HKW, Erdgas + Öl | 10,0 | 9,8 | 9,5 | 9,0 | 10,6 | 11,6 | 13,0 | 15,0 | 15,5 | 16,0 |
| BHKW, Erdgas *) | 6,0 | 6,0 | 7,0 | 6,8 | 7,7 | 10,7 | 13,7 | 15,3 | 16,8 | 18,3 |
| BHKW, Biomasse *) | 0,3 | 1,5 | 6,6 | 16,7 | 19,7 | 20,2 | 20,6 | 20,9 | 21,5 | 21,5 |
| Gesamte KWK: | | | | | | | | | | |
| - Strom (TWh/a) | 55,5 | 60,0 | 71,6 | 85,9 | 102,0 | 118,5 | 127,5 | 135,0 | 140,0 | 144,0 |
| - KWK-Wärme (TWh/a) | 128,0 | 127,0 | 136,4 | 148,3 | 160,7 | 175,9 | 178,9 | 178,0 | 173,5 | 169,1 |
| - Stromkennzahl | 0,434 | 0,472 | 0,525 | 0,579 | 0,635 | 0,674 | 0,713 | 0,758 | 0,807 | 0,852 |
| - Ges. Nutzungsgrad | 0,820 | 0,830 | 0,835 | 0,845 | 0,855 | 0,865 | 0,875 | 0,885 | 0,895 | 0,900 |
| - "Nutzungsgrad" Wärme | 0,572 | 0,564 | 0,548 | 0,535 | 0,523 | 0,517 | 0,511 | 0,503 | 0,495 | 0,486 |
| Strom aus: | | | | | | | | | | |
| - Steinkohle | 21,7 | 21,7 | 21,4 | 17,7 | 18,0 | 18,0 | 16,2 | 14,8 | 13,7 | 13,2 |
| - Braunkohle | 7,5 | 8,5 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 8,0 | 5,5 | 0,5 |
| - Heizöl | 5,0 | 3,0 | 2,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,0 | 0,0 |
| - Erdgas, andere foss. Gase | 17,3 | 20,8 | 23,2 | 26,2 | 31,2 | 41,4 | 49,5 | 56,8 | 64,1 | 73,6 |
| - Müll (ohne biogene Abfälle)***) | 1,8 | 1,9 | 2,5 | 2,4 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 |
| - Biomasse (einschl. biogen. Abfälle) | 2,3 | 4,1 | 13,5 | 29,6 | 39,8 | 46,1 | 48,8 | 51,4 | 53,7 | 53,7 |
| Beachte: KWK-Strom einschließlich vollständiger Stromerzeugung aus Biomasse (teilweise ohne Wärmenutzung) Biomassedaten nach AGEE; in 2005 rund 13,4 TWh/a Strom und 2,3 GW *) Motoren, (Mikro-) Gasturbinen, Brennstoffzellen, bei Biomasse auch Dampfturbinen | | | | | | | | | | |
| **) tatsächliche Erzeugung, nicht temperaturbereinigt ***) Anteil 50% | | | | | | | | | | |

Aktual/LE-08-B; 12.6.08

ohne KWK-Anteile der Stromerzeugung aus hydrothermaler und tiefer Geothermie

Tabelle 7: Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung (einschließlich KWK entsprechend Tabelle 6; bei KWK Brennstoffgutschrift für die getrennte Wärmebereitstellung)

| Brennstoffeinsatz (PJ/a) für Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen Leitszenario 2008 | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Jahr | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Brennstoff für Kond. Kraftwerke (PJ/a) | 4651 | 4823 | 4786 | 4291 | 3653 | 2898 | 2166 | 1566 | 697 | 111 |
| - Steinkohle/übr. feste B. | 1335 | 1331 | 1161 | 1021 | 835 | 748 | 602 | 414 | 155 | 42 |
| - Braunkohle | 1370 | 1379 | 1357 | 1212 | 1049 | 966 | 772 | 531 | 244 | 21 |
| - Heizöl | 39 | 57 | 57 | 46 | 46 | 36 | 26 | 26 | 26 | 0 |
| - Erdgas/übr. Gase | 226 | 222 | 459 | 614 | 713 | 788 | 766 | 594 | 271 | 47 |
| - Kernenergie | 1681 | 1834 | 1752 | 1397 | 1010 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| mittlerer Wirk. grad | 0,352 | 0,358 | 0,370 | 0,383 | 0,394 | 0,414 | 0,434 | 0,441 | 0,446 | 0,454 |
| KWK-Strom (PJ/a) | | | | | | | | | | |
| 'Stromkennziffer | 0,434 | 0,472 | 0,525 | 0,579 | 0,635 | 0,674 | 0,713 | 0,758 | 0,807 | 0,852 |
| 'Ges. Nutzungsgrad | 0,820 | 0,830 | 0,835 | 0,845 | 0,855 | 0,865 | 0,875 | 0,885 | 0,895 | 0,900 |
| 'Nutzungsgrad Strom | 0,248 | 0,266 | 0,287 | 0,310 | 0,332 | 0,348 | 0,364 | 0,382 | 0,400 | 0,414 |
| Nutzungsgrad Wärme | 0,572 | 0,564 | 0,548 | 0,535 | 0,523 | 0,517 | 0,511 | 0,503 | 0,495 | 0,486 |
| Ges. KWK-Strom | 200 | 216 | 258 | 309 | 367 | 427 | 459 | 486 | 504 | 518 |
| Ges. KWK-Wärme | 461 | 457 | 491 | 534 | 578 | 633 | 644 | 641 | 624 | 609 |
| Gesamter Brennstoff für KWK | 806 | 811 | 897 | 998 | 1106 | 1225 | 1261 | 1273 | 1261 | 1252 |
| Gesamter Brennstoff für KWK-Strom (PJ/a); Var.1 *) | 236 | 252 | 298 | 366 | 429 | 493 | 525 | 549 | 563 | 576 |
| - Steinkohle/übr. feste B./Müll | 95 | 94 | 92 | 86 | 88 | 87 | 79 | 72 | 67 | 65 |
| - Braunkohle | 33 | 37 | 39 | 38 | 38 | 37 | 37 | 33 | 22 | 2 |
| - Heizöl | 22 | 13 | 9 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 0 | 0 |
| - Erdgas/übr. Gase | 76 | 90 | 100 | 112 | 131 | 172 | 204 | 231 | 258 | 294 |
| - Biomasse | 10 | 18 | 58 | 126 | 168 | 192 | 201 | 209 | 216 | 215 |
| "KWK-Nutzungsgrad Strom" | 0,847 | 0,856 | 0,865 | 0,845 | 0,855 | 0,865 | 0,875 | 0,885 | 0,895 | 0,900 |
| (1) Brennstoff für Kond.+KWK, ges. | 5457 | 5634 | 5683 | 5289 | 4759 | 4123 | 3427 | 2839 | 1957 | 1363 |
| Gesamter Strom + KWK-Wärme | 2296 | 2401 | 2521 | 2485 | 2383 | 2260 | 2042 | 1818 | 1439 | 1178 |
| Umwandlungsverluste | 3161 | 3233 | 3162 | 2804 | 2375 | 1864 | 1384 | 1021 | 519 | 186 |
| - Anteil an ges. Brennstoff (%) | 58 | 57 | 56 | 53 | 50 | 45 | 40 | 36 | 26 | 14 |
| Ges. Brennstoff für Strom*) | 4887 | 5075 | 5084 | 4657 | 4082 | 3391 | 2691 | 2115 | 1260 | 687 |
| -Steinkohle/Übr. feste B. | 1430 | 1425 | 1254 | 1107 | 923 | 835 | 681 | 486 | 222 | 107 |
| -Braunkohle | 1403 | 1416 | 1396 | 1250 | 1087 | 1003 | 809 | 564 | 266 | 23 |
| -Heizöl | 61 | 70 | 65 | 50 | 50 | 40 | 30 | 30 | 26 | 0 |
| -Erdgas | 302 | 313 | 559 | 726 | 844 | 961 | 969 | 825 | 529 | 342 |
| -Kernenergie | 1681 | 1834 | 1752 | 1397 | 1010 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| - Biomasse | 10 | 18 | 58 | 126 | 168 | 192 | 201 | 209 | 216 | 215 |
| - Summe Fossil | 3196 | 3224 | 3274 | 3134 | 2905 | 2839 | 2490 | 1906 | 1044 | 472 |
| Variante 1: | | | | | | | | | | |
| CO₂ für Strom (Mio t/a) | 312 | 314 | 309 | 288 | 259 | 248 | 211 | 157 | 82 | 32 |
| -Steinkohle/Übr. feste B. | 134 | 134 | 118 | 104 | 87 | 78 | 64 | 46 | 21 | 10 |
| -Braunkohle | 156 | 157 | 155 | 140 | 122 | 112 | 91 | 63 | 30 | 3 |
| -Heizöl | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 3 | 2 | 2 | 2 | 0 |
| -Erdgas | 17 | 18 | 31 | 41 | 47 | 54 | 54 | 46 | 30 | 19 |
| CO₂ (2005 = 100) | 101 | 102 | 100 | 93 | 84 | 80 | 68 | 51 | 27 | 10 |
| CO₂/Bruttostrom (kg/kWh el) | 0,5846 | 0,5482 | 0,5035 | 0,4672 | 0,4336 | 0,4237 | 0,3702 | 0,2818 | 0,1469 | 0,0552 |
| CO₂/ fossiler Strom (kg/kWh el) | 0,8818 | 0,8570 | 0,7980 | 0,7532 | 0,7044 | 0,6640 | 0,6204 | 0,5694 | 0,4751 | 0,3031 |
| CO₂/Fossile Br. (Mio t/PJ th) | 0,0975 | 0,0974 | 0,0944 | 0,0920 | 0,0893 | 0,0872 | 0,0848 | 0,0826 | 0,0789 | 0,0674 |
| *) Brennstoffbedarf für getrennte Wärmeerzeugung abgezogen (Nutzungsgrad der Wärme bei getrennter Erzeugung = Gesamtnutzungsgrad KWK) | | | | | | | | | | |

Aktual/LE-08-B; 12.6.08

| Variante 1a: nur Strom aus Kondensationskraftwerken | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------|----------|
| CO₂ für Strom (Mio t/a) | 293 | 295 | 290 | 269 | 238 | 224 | 187 | 133 | 59 | 9 |
| -Steinkohle/Übr. feste B. | 125 | 125 | 109 | 96 | 78 | 70 | 56 | 39 | 15 | 4 |
| -Braunkohle | 152 | 153 | 151 | 135 | 117 | 107 | 86 | 59 | 27 | 2 |
| -Heizöl | 3 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 0 |
| -Erdgas | 13 | 12 | 26 | 34 | 40 | 44 | 43 | 33 | 15 | 3 |
| CO₂/gesamter Strom (kg/kWh el) | 0,6454 | 0,6144 | 0,5888 | 0,5889 | 0,5969 | 0,6735 | 0,7177 | 0,6938 | 0,6829 | 0,6431 |
| CO₂/ fossiler Strom (kg/kWh el) | 0,9766 | 0,9502 | 0,9156 | 0,8237 | 0,7807 | 0,7488 | 0,7177 | 0,6938 | 0,6829 | 0,6431 |

Tabelle 8: Gesamter Endenergieverbrauch nach Energieträgergruppen Verbrauchssektoren und Nutzungsarten (2005 temp. = temperaturbereinigt)

| Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Verbrauchssektoren und Nutzungsarten 1995; 2000; 2005; Szenario bis 2050 Leitszenario 2008 | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| PJ/a | 1995 | 2000 | 2005 | 2005 temp. | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Gesamte Endenergie 2005 = 100 | 9322 101 | 9235 100 | 9240 100 | 9385 101,6 | 8996 97,4 | 8528 92,3 | 8133 88,0 | 7711 83,5 | 7238 78,3 | 6469 70,0 | 5845 63,3 |
| nach Energieträgern: | | | | | | | | | | | |
| Elektrizität | 1649 | 1779 | 1852 | 1852 | 1871 | 1827 | 1791 | 1752 | 1687 | 1622 | 1568 |
| Kollektorwärme | 1 | 4 | 10 | 10 | 21 | 43 | 72 | 110 | 149 | 232 | 340 |
| Geothermie - Wärme | 1 | 6 | 6 | 6 | 11 | 29 | 62 | 109 | 155 | 240 | 359 |
| Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheizungen; Öff.-+Ind.) | 70 | 195 | 276 | 285 | 353 | 406 | 445 | 463 | 481 | 499 | 499 |
| EE-Wasserstoff für Wärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Fern- + Nahwärme *) | 279 | 289 | 291 | 303 | 305 | 307 | 325 | 327 | 322 | 313 | 306 |
| Industrielle KWK, fossil | 246 | 222 | 197 | 197 | 141 | 135 | 145 | 148 | 149 | 144 | 145 |
| Gase; direkte Wärmeerzeugung | 2060 | 2135 | 2170 | 2232 | 2190 | 2015 | 1840 | 1685 | 1525 | 1131 | 633 |
| Kohlen; direkte Wärmeerz. | 550 | 425 | 367 | 371 | 292 | 198 | 132 | 101 | 80 | 80 | 80 |
| Heizöl; direkte Wärmeerz. | 1762 | 1368 | 1411 | 1469 | 1201 | 1083 | 970 | 792 | 608 | 242 | 85 |
| Erdgas als Kraftstoff **) | 10 | 10 | 15 | 15 | 30 | 35 | 45 | 55 | 65 | 80 | 100 |
| Benzin, Diesel, Kerosin | 2553 | 2675 | 2434 | 2434 | 2271 | 2142 | 1987 | 1843 | 1661 | 1461 | 1213 |
| EE-Kraftstoffe (H2 + Bio) | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 |
| Mineralöl für stationäre Kraft | 140 | 117 | 131 | 131 | 90 | 57 | 41 | 36 | 31 | 38 | 33 |
| Gesamte Wärme ohne Strom**) | 5109 | 4761 | 4859 | 5003 | 4605 | 4273 | 4033 | 3771 | 3499 | 2919 | 2481 |
| Wärme aus Strom | 570 | 609 | 624 | 624 | 623 | 586 | 562 | 545 | 508 | 481 | 453 |
| Gesamte Wärme | 5679 | 5371 | 5483 | 5627 | 5228 | 4859 | 4595 | 4316 | 4008 | 3400 | 2933 |
| Strom für K/L stationär | 1179 | 1113 | 1166 | 1166 | 1184 | 1174 | 1156 | 1130 | 1098 | 1058 | 1030 |
| Strom für Verkehr | 50 | 57 | 62 | 62 | 63 | 68 | 74 | 77 | 81 | 83 | 86 |
| nach Verbrauchssektoren: | | | | | | | | | | | |
| Industrie | 2474 | 2421 | 2550 | 2561 | 2458 | 2337 | 2211 | 2105 | 1999 | 1843 | 1735 |
| Kleinverbraucher | 1579 | 1478 | 1442 | 1476 | 1330 | 1210 | 1128 | 1070 | 995 | 883 | 800 |
| Private Haushalte | 2655 | 2585 | 2657 | 2756 | 2624 | 2486 | 2412 | 2272 | 2112 | 1732 | 1428 |
| Verkehr | 2614 | 2751 | 2591 | 2591 | 2584 | 2495 | 2382 | 2265 | 2132 | 2011 | 1882 |
| nach Nutzenergiearten: | | | | | | | | | | | |
| Raumheizung | 3000 | 2842 | 2885 | 3029 | 2860 | 2680 | 2578 | 2440 | 2240 | 1785 | 1425 |
| Warmwasser | 470 | 465 | 470 | 470 | 403 | 367 | 336 | 295 | 282 | 264 | 245 |
| Prozesswärme | 2070 | 1947 | 1997 | 1997 | 1875 | 1755 | 1640 | 1545 | 1455 | 1313 | 1230 |
| Kraft/Licht stationär | 1179 | 1230 | 1297 | 1297 | 1274 | 1231 | 1197 | 1167 | 1129 | 1096 | 1063 |
| Kraft, mobil (einschl. Strom) | 2603 | 2751 | 2591 | 2591 | 2584 | 2495 | 2382 | 2265 | 2132 | 2011 | 1882 |
| Anteile der Sektoren (%) | | | | | | | | | | | |
| Industrie | 26,5 | 26,2 | 27,6 | 27,3 | 27,3 | 27,4 | 27,2 | 27,3 | 27,6 | 28,5 | 29,7 |
| Kleinverbraucher | 16,9 | 16,0 | 15,6 | 15,7 | 14,8 | 14,2 | 13,9 | 13,9 | 13,7 | 13,7 | 13,7 |
| Private Haushalte | 28,5 | 28,0 | 28,8 | 29,4 | 29,2 | 29,1 | 29,7 | 29,5 | 29,2 | 26,8 | 24,4 |
| Verkehr | 28,0 | 29,8 | 28,0 | 27,6 | 28,7 | 29,3 | 29,3 | 29,4 | 29,5 | 31,1 | 32,2 |
| Anteile der Nutzungsart (%) | | | | | | | | | | | |
| Raumheizung | 32,2 | 30,8 | 31,2 | 32,3 | 31,8 | 31,4 | 31,7 | 31,6 | 30,9 | 27,6 | 24,4 |
| Warmwasser | 5,0 | 5,0 | 5,1 | 5,0 | 4,5 | 4,3 | 4,1 | 3,8 | 3,9 | 4,1 | 4,2 |
| Prozesswärme | 22,2 | 21,1 | 21,6 | 21,3 | 20,8 | 20,6 | 20,2 | 20,0 | 20,1 | 20,3 | 21,0 |
| Kraft/Licht stationär | 12,6 | 13,3 | 14,0 | 13,8 | 14,2 | 14,4 | 14,7 | 15,1 | 15,6 | 16,9 | 18,2 |
| Kraft, mobil (einschl. Strom) | 27,9 | 29,8 | 28,0 | 27,6 | 28,7 | 29,3 | 29,3 | 29,4 | 29,5 | 31,1 | 32,2 |
| *) KWK (einschl. Objektversorgung) mit Spitzenkesselanteil, sowie Heizwerke | | | | | | | | | | | |
| **) ggf. einschl. Erdgas für H2-Reformierung ab 2030 | | | | | | | | | | | |
| ***) einschl. Mineralöl für stationäre Kraft | | | | | | | | | | | |

Aktuell/LE-08-B; 12.6.08

Tabelle 9: End- und Primärenergiestruktur; resultierende CO₂-Emissionen (2005 temp = temperaturbereinigt)

| Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050 | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Leitszenario 2008 | | | | | | | | | | | |
| PJ/a | 1995 | 2000 | 2005 | 2005 temp. | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Gesamte Endenergie 2005 = 100 | 9322 101 | 9235 100 | 9240 100 | 9385 101,6 | 8996 97,4 | 8528 92,3 | 8133 88,0 | 7711 83,5 | 7238 78,3 | 6469 70,0 | 5845 63,3 |
| nach Energieträgern | | | | | | | | | | | |
| Bektrizität | 1649 | 1779 | 1852 | 1852 | 1871 | 1827 | 1791 | 1752 | 1687 | 1622 | 1568 |
| Solarwärme | 1 | 4 | 10 | 10 | 21 | 43 | 72 | 110 | 149 | 232 | 340 |
| Geothermie | 1 | 6 | 6 | 6 | 11 | 29 | 62 | 109 | 155 | 240 | 359 |
| Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie) | 70 | 195 | 276 | 285 | 353 | 406 | 445 | 463 | 481 | 499 | 499 |
| EE-Wasserst. für Prozesswärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Fern- +Nahwärme | 279 | 289 | 291 | 303 | 305 | 307 | 325 | 327 | 322 | 313 | 306 |
| Industrielle KWK-Wärme, fossil | 246 | 222 | 197 | 197 | 141 | 135 | 145 | 148 | 149 | 144 | 145 |
| Erdgas (Wärme + Kraftstoff) | 2070 | 2145 | 2185 | 2247 | 2220 | 2050 | 1885 | 1740 | 1590 | 1211 | 733 |
| Steinkohlen | 550 | 425 | 367 | 371 | 292 | 198 | 132 | 101 | 80 | 80 | 80 |
| Mineralöl (Wärme + Kraftstoff) | 4455 | 4160 | 3975 | 4033 | 3562 | 3282 | 2998 | 2671 | 2300 | 1740 | 1332 |
| EE-Kraftstoffe (H ₂ + Bio) | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 |
| EE-Anteile | | | | | | | | | | | |
| EE-Strom (Endenergie), ges. | 92 | 132 | 229 | 229 | 361 | 475 | 624 | 782 | 909 | 1194 | 1364 |
| - Anteil an gesamt (%) | 5,6 | 7,4 | 12,3 | 12,3 | 19,3 | 26,0 | 34,8 | 44,6 | 53,9 | 73,6 | 87,0 |
| EE-Wärme, gesamt | 72 | 205 | 292 | 301 | 385 | 478 | 579 | 682 | 785 | 971 | 1198 |
| - Anteil an gesamt (%) | 1,4 | 4,3 | 6,0 | 6,0 | 8,4 | 11,2 | 14,4 | 18,1 | 22,4 | 33,3 | 48,3 |
| EE-Kraftstoffe | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 |
| - Anteil an gesamt (%) | 0,0 | 0,3 | 3,2 | 3,2 | 8,7 | 10,3 | 12,0 | 13,3 | 15,8 | 20,1 | 26,9 |
| EE-Gesamt | 165 | 346 | 602 | 610 | 966 | 1203 | 1480 | 1754 | 2019 | 2552 | 3045 |
| Anteil an Endenergie (%) | 1,8 | 3,7 | 6,5 | 6,5 | 10,7 | 14,1 | 18,2 | 22,7 | 27,9 | 39,4 | 52,1 |
| Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b) | 3161 | 3233 | 3162 | 3162 | 2804 | 2375 | 1864 | 1384 | 1021 | 519 | 186 |
| Umwandlungsverl. übrige *) | 823 | 866 | 971 | 971 | 975 | 977 | 997 | 985 | 963 | 969 | 1034 |
| Umwandlungsverl. insgesamt | 3984 | 4099 | 4133 | 4133 | 3779 | 3352 | 2861 | 2370 | 1984 | 1488 | 1220 |
| - Anteil an EEV (%) | 27,9 | 28,5 | 28,6 | 28,3 | 27,3 | 25,9 | 23,8 | 21,3 | 19,4 | 16,6 | 15,1 |
| Nichtenerg. Verbrauch (wie REF) | 963 | 1068 | 1096 | 1096 | 1080 | 1065 | 1050 | 1040 | 1030 | 1015 | 1000 |
| - Anteil an EEV (%) | 6,7 | 7,4 | 7,6 | 7,5 | 7,8 | 8,2 | 8,7 | 9,4 | 10,0 | 11,3 | 12,4 |
| Primärenergie 2005 = 100 | 14269 99 | 14401 100 | 14469 100 | 14613 101,0 | 13855 95,8 | 12945 89,5 | 12044 83,2 | 11121 76,9 | 10252 70,9 | 8972 62,0 | 8066 55,7 |
| Mineralöl | 5688 | 5470 | 5174 | 5248 | 4855 | 4545 | 4219 | 3858 | 3458 | 2853 | 2387 |
| Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll | 2075 | 2051 | 2010 | 2015 | 1611 | 1313 | 1143 | 930 | 689 | 402 | 274 |
| Braunkohlen | 1734 | 1550 | 1597 | 1597 | 1386 | 1207 | 1115 | 906 | 639 | 309 | 27 |
| Naturgase 1) | 2789 | 3086 | 3275 | 3340 | 3315 | 3271 | 3269 | 3158 | 2873 | 2193 | 1535 |
| Fossile Primärenergie | 12286 | 12157 | 12056 | 12200 | 11167 | 10336 | 9745 | 8852 | 7660 | 5757 | 4223 |
| Kernenergie | 1682 | 1851 | 1779 | 1779 | 1397 | 1010 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| EE- Inland und Import 2) | 284 | 382 | 665 | 665 | 1317 | 1620 | 1953 | 2280 | 2599 | 3218 | 3843 |
| Importsaldo Nicht-EE-Strom | 17 | 11 | -31 | -31 | -25 | -22 | -14 | -11 | -7 | -4 | 0 |
| Anteil EE an EEV (%) (Wirkungsgradmethode) | 2,0 | 2,7 | 4,6 | 4,6 | 9,5 | 12,5 | 16,2 | 20,5 | 25,4 | 35,9 | 47,6 |
| CO₂-Emissionen, (Mio t/a) | 883 | 844 | 839 | 848 | 758 | 688 | 639 | 565 | 470 | 327 | 214 |
| 1990 = 100 (993 Mio.t/a) **) | 88,9 | 85,0 | 84,5 | 85,4 | 76,4 | 69,2 | 64,4 | 56,9 | 47,3 | 32,9 | 21,6 |
| Vermied. CO ₂ -Emissionen seit 1990 (Mio. t/a) | 110 | 149 | 154 | 145 | 235 | 305 | 354 | 428 | 523 | 666 | 779 |
| CO₂-Intens.fossil, (Mio t/PJ) | 0,0780 | 0,0761 | 0,0765 | 0,0764 | 0,0752 | 0,0742 | 0,0735 | 0,0724 | 0,0709 | 0,0689 | 0,0665 |
| CO₂-Intens. ges (Mio t/PJ) | 0,0664 | 0,0633 | 0,0627 | 0,0628 | 0,0594 | 0,0579 | 0,0581 | 0,0561 | 0,0509 | 0,0410 | 0,0303 |
| *) einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der H ₂ -Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten | | | | | | | | | | | |
| 1) Erdgas, Erdöl, Gas, Grubengas (ohne Biogas) | | | | | | | | | | | |
| 2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import ! | | | | | | | | | | | |
| einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der REG-H ₂ -Herstellung | | | | | | | | | | | |
| **) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. H ₂ -Herstellung; ohne restl. Industrieerzeugnisse (1990 = 39 Mio. t; 2000 = 38 Mio. t; 2005 = 36 Mio. t) | | | | | | | | | | | |

Aktual/LE-08-B; 12.6.08

Tabelle 10: Endenergieverbrauch nach den drei Segmenten Strom, Wärme und Kraftstoffe; Zuordnung der CO₂-Emissionen und der vermiedenen CO₂-Emissionen

| Endenergieverbrauch (PJ/a) und CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a) 1995; 2000; 2005; Szenario bis 2050 Leitszenario 2008 | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|------------|------------|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 1995 | 2000 | 2005 | 2005 temp. | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Primärenergie (ohne NE) | 13306 | 13333 | 13373 | 13517 | 12775 | 11880 | 10994 | 10081 | 9222 | 7957 | 7066 |
| Gesamte Endenergie | 9322 | 9235 | 9240 | 9385 | 8996 | 8528 | 8133 | 7711 | 7238 | 6469 | 5845 |
| Bektrizität | 1649 | 1779 | 1852 | 1852 | 1871 | 1827 | 1791 | 1752 | 1687 | 1622 | 1568 |
| Kraftstoffe (ohne Strom im Verkehr) | 2564 | 2694 | 2530 | 2530 | 2521 | 2427 | 2309 | 2188 | 2051 | 1928 | 1796 |
| Wärme (ohne Strom) *) | 5109 | 4761 | 4859 | 5003 | 4605 | 4273 | 4033 | 3771 | 3499 | 2919 | 2481 |
| Gesamte CO₂ - Emissionen | 883 | 844 | 839 | 848 | 758 | 688 | 639 | 565 | 470 | 327 | 214 |
| für Stromerzeugung **) | 312 | 314 | 309 | 309 | 288 | 259 | 248 | 211 | 157 | 82 | 32 |
| für Kraftstoffe | 192 | 202 | 193 | 193 | 179 | 167 | 155 | 144 | 131 | 117 | 99 |
| für Wärmeerzeugung | 379 | 328 | 337 | 346 | 291 | 261 | 237 | 210 | 182 | 127 | 83 |
| CO₂ - Intensitäten | | | | | | | | | | | |
| primärenergetisch (t/GJ) | 0,066 | 0,063 | 0,063 | 0,063 | 0,059 | 0,058 | 0,058 | 0,056 | 0,051 | 0,041 | 0,030 |
| endenergetisch (t/GJ) | 0,095 | 0,091 | 0,091 | 0,090 | 0,084 | 0,081 | 0,079 | 0,073 | 0,065 | 0,050 | 0,037 |
| Strom(Endenergie), (t/GJ) | 0,189 | 0,176 | 0,167 | 0,167 | 0,154 | 0,142 | 0,138 | 0,121 | 0,093 | 0,051 | 0,020 |
| (kg/kWh) | 0,681 | 0,635 | 0,601 | 0,601 | 0,555 | 0,511 | 0,498 | 0,434 | 0,336 | 0,183 | 0,073 |
| Kraftstoffe (t/GJ) | 0,075 | 0,075 | 0,076 | 0,076 | 0,071 | 0,069 | 0,067 | 0,066 | 0,064 | 0,061 | 0,055 |
| Wärmeerzeugung (t/GJ) | 0,074 | 0,069 | 0,069 | 0,069 | 0,063 | 0,061 | 0,059 | 0,056 | 0,052 | 0,044 | 0,034 |
| nachrichtlich: bei Bezug auf Bruttostromerzg.: | | | | | | | | | | | |
| Strom, gesamt (kg/kWh) | 0,585 | 0,548 | 0,504 | 0,467 | 0,467 | 0,434 | 0,424 | 0,370 | 0,282 | 0,147 | 0,055 |
| nur fossiler Strom(kg/kWh) | 0,882 | 0,857 | 0,798 | 0,753 | 0,753 | 0,704 | 0,664 | 0,620 | 0,569 | 0,475 | 0,303 |
| Aufteilung der ab 2005 vermiedenen CO₂-Emissionen auf EFF und EE (in Mio t CO₂/a) | | | | | | | | | | | |
| Kraftstoffe nur EFF | | | | 193 | 191 | 181 | 171 | 161 | 150 | 141 | 131 |
| EFF ab 2005 | | | | 0 | 3 | 12 | 22 | 32 | 43 | 52 | 63 |
| EE ab 2005 | | | | 0 | 12 | 14 | 16 | 17 | 20 | 24 | 32 |
| EE einschließlich 2005 | | | | 7 | 19 | 21 | 23 | 24 | 27 | 31 | 39 |
| Wärme nur EFF | | | | 346 | 296 | 272 | 254 | 233 | 211 | 168 | 138 |
| EFF ab 2005 | | | | 0 | 50 | 74 | 93 | 113 | 135 | 178 | 208 |
| EE ab 2005 | | | | 0 | 5 | 11 | 17 | 23 | 29 | 41 | 55 |
| EE einschließlich 2005 | | | | 19 | 24 | 30 | 36 | 42 | 49 | 60 | 74 |
| Strom nur EFF + MX - Kernenergie | | | | 309 | 316 | 307 | 322 | 318 | 295 | 288 | 277 |
| EFF + Mx - Kernenergie ab 2005 | | | | 0 | -7 | 2 | -13 | -9 | 14 | 21 | 32 |
| EE ab 2005 (nur foss. Substitution) !! | | | | 0 | 28 | 48 | 75 | 107 | 137 | 206 | 245 |
| EE einschließlich 2005 | | | | 58 | 86 | 106 | 133 | 165 | 195 | 264 | 304 |
| Gesamtminde rung nur EFF | | | | 848 | 803 | 760 | 747 | 712 | 656 | 598 | 546 |
| EFF ab 2005 | | | | 0 | 45 | 88 | 102 | 136 | 192 | 251 | 302 |
| EE ab 2005 | | | | 0 | 44 | 73 | 108 | 147 | 186 | 271 | 332 |
| EE einschließlich 2005 | | | | 84 | 129 | 157 | 192 | 231 | 271 | 356 | 416 |
| Gesamtminde rung ab 2005 | | | | 0 | 90 | 161 | 209 | 283 | 379 | 522 | 634 |
| Gesamtminde rung ab 1990 (993 Mio. t CO ₂ /a) | | | | 145 | 235 | 305 | 354 | 428 | 523 | 666 | 779 |
| *) einschl. Mineralölanteil für direkte stationäre Krafterzeugung **) bei Gutschrift für Wärmeerzeugung aus KWK entsprechend Wärmeerzeugung in Heizkessel | | | | | | | | | | | |

A ktual/LE-08-B; 12.6.08

Tabelle 11: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Kraftstoffen und Verkehrsträger

| Endenergieverbrauch des Verkehrs in Deutschland Leitszenario 2008 | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|
| PJ/a | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 | Anteile (%) | | |
| | | | | | | | | | 2005 | 2020 | 2050 |
| Person. verkehr | 1762 | 1652 | 1521 | 1384 | 1290 | 1180 | 1075 | 981 | 100 | 100 | 100 |
| Indiv.verkehr | 1413 | 1292 | 1169 | 1040 | 970 | 883 | 802 | 724 | 80,2 | 75,1 | 73,8 |
| - Otto | 1064 | 819 | 669 | 525 | 449 | 384 | 282 | 191 | 60,3 | 38,0 | 19,4 |
| - Diesel | 268 | 270 | 267 | 260 | 244 | 214 | 186 | 164 | 15,2 | 18,8 | 16,8 |
| - Elektro | 0 | 0 | 2 | 5 | 7 | 10 | 14 | 18 | 0,0 | 0,4 | 1,8 |
| - Biokraftst./H2 | 81 | 203 | 231 | 249 | 271 | 274 | 320 | 351 | 4,6 | 18,0 | 35,8 |
| Bahn | 41 | 41 | 40 | 37 | 36 | 34 | 32 | 30 | 2,3 | 2,7 | 3,1 |
| - Elektro | 28 | 29 | 30 | 29 | 29 | 28 | 26 | 25 | 1,6 | 2,1 | 2,5 |
| - Diesel | 13 | 11 | 10 | 9 | 7 | 6 | 6 | 5 | 0,7 | 0,6 | 0,6 |
| ÖSPV (Diesel) | 23 | 22 | 22 | 21 | 19 | 18 | 17 | 15 | 1,3 | 1,5 | 1,5 |
| Flugzeug (Kerosin) | 286 | 296 | 290 | 286 | 265 | 245 | 225 | 212 | 16,2 | 20,7 | 21,6 |
| Güterverkehr | 829 | 932 | 974 | 998 | 974 | 953 | 936 | 901 | 100 | 100 | 100 |
| Straßenverkehr | 712 | 803 | 836 | 839 | 806 | 780 | 768 | 737 | 85,9 | 84,1 | 81,8 |
| - Diesel | 712 | 786 | 817 | 811 | 787 | 730 | 701 | 605 | 85,9 | 81,2 | 67,2 |
| - Biokraftst./H2 | 0 | 17 | 19 | 28 | 19 | 51 | 67 | 132 | 0,0 | 2,8 | 14,7 |
| Bahn | 39 | 40 | 42 | 45 | 46 | 48 | 48 | 48 | 4,8 | 4,5 | 5,3 |
| - Elektro | 34 | 34 | 37 | 39 | 41 | 43 | 43 | 43 | 4,0 | 4,0 | 4,8 |
| - Diesel | 6 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 0,7 | 0,5 | 0,5 |
| Schiff (Diesel) | 30 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 36 | 36 | 3,7 | 3,4 | 4,0 |
| Flugzeug (Kerosin) | 47 | 58 | 63 | 80 | 87 | 89 | 84 | 80 | 5,6 | 8,1 | 8,8 |
| Endenergie | 2591 | 2584 | 2495 | 2382 | 2265 | 2132 | 2011 | 1882 | 100 | 100 | 100 |
| Benzin (einschl. Erdgas) | 1064 | 819 | 669 | 525 | 449 | 384 | 282 | 191 | 41,0 | 22,1 | 10,1 |
| Diesel | 1052 | 1127 | 1155 | 1139 | 1097 | 1008 | 950 | 831 | 40,6 | 47,8 | 44,2 |
| Kerosin | 333 | 354 | 353 | 367 | 353 | 334 | 309 | 292 | 12,8 | 15,4 | 15,5 |
| Biokraftstoffe/ H2 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 | 3,1 | 11,6 | 25,7 |
| Strom | 62 | 63 | 68 | 74 | 77 | 81 | 83 | 86 | 2,4 | 3,1 | 4,6 |
| Fossile Kraftstoffe | 2449 | 2301 | 2177 | 2032 | 1898 | 1726 | 1541 | 1313 | 94,5 | 85,3 | 69,8 |
| Kraftstoffe = Ges - Strom | 2530 | 2521 | 2427 | 2309 | 2188 | 2051 | 1928 | 1796 | 97,6 | 96,9 | 95,4 |
| Straße | 2148 | 2118 | 2027 | 1900 | 1795 | 1681 | 1586 | 1476 | 82,9 | 79,7 | 78,4 |
| Schiene | 80 | 81 | 82 | 82 | 82 | 81 | 80 | 78 | 3,1 | 3,5 | 4,2 |
| Schiff | 30 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 36 | 36 | 1,2 | 1,4 | 1,9 |
| Flugzeug | 333 | 354 | 353 | 367 | 353 | 334 | 309 | 292 | 12,8 | 15,4 | 15,5 |
| Anteile: | | | | | | | | | | | |
| (Biokraftstoffe+H2)/ Kraftstoffe gesamt, % | 3,2 | 8,7 | 10,3 | 12,0 | 13,3 | 15,8 | 20,1 | 26,9 | | | |
| (Biokraftstoffe+H2)/ Kraftstoffe Straße, % | 3,8 | 10,4 | 12,3 | 14,6 | 16,2 | 19,3 | 24,4 | 32,7 | | | |

Aktual/LE-08-B; 12.6.08

**Anhang 3 (folgende Seiten): Angaben zum Ausbau erneuerbarer Energien
im LEITSZENARIO 2008 (Berechnungsmodell ARES)**

Tabelle 12: Stromerzeugung (tatsächl. Jahresmengen) der EE bis 2020 im LEITSZENARIO 2008; Aufschlüsselung in Anlehnung an EEG- Gliederung

| Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2020. (tatsächliche Jahresmengen **) | | | | | | | | | | | Szenario: ARES-LEIT08 | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| 2000 -2007 nach AGEE Stat (Juni 2008) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wasserkraft | 24936 | 23383 | 23824 | 20350 | 21000 | 21524 | 19875 | 20715 | 21274 | 22147 | 22543 | 22848 | 23150 | 23461 | 23755 | 23929 | 24077 | 24175 | 24246 | 24296 | 24348 |
| 1 - > 1 MW | 22280 | 20870 | 21260 | 18200 | 18900 | 19242 | 17640 | 18394 | 18877 | 19707 | 20056 | 20313 | 20570 | 20830 | 21067 | 21185 | 21283 | 21337 | 21372 | 21387 | 21406 |
| 2 - < 1 MW | 2656 | 2513 | 2564 | 2150 | 2100 | 2282 | 2235 | 2321 | 2397 | 2440 | 2487 | 2536 | 2579 | 2631 | 2688 | 2745 | 2795 | 2838 | 2875 | 2909 | 2941 |
| Wind | 7550 | 10509 | 15786 | 18859 | 25509 | 27229 | 30710 | 39500 | 41878 | 43951 | 46022 | 48304 | 50842 | 53698 | 57074 | 60763 | 64709 | 69240 | 74672 | 80595 | 87236 |
| 3 - Onshore | 7550 | 10509 | 15786 | 18859 | 25509 | 27229 | 30710 | 39500 | 41729 | 43423 | 44801 | 46027 | 47065 | 47932 | 48806 | 49572 | 50145 | 50798 | 51812 | 52672 | 53541 |
| 4 - Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 149 | 528 | 1221 | 2277 | 3777 | 5766 | 8268 | 11191 | 14564 | 18442 | 22860 | 27923 | 33696 |
| Fotovoltaik | 64 | 116 | 188 | 313 | 557 | 1282 | 2220 | 3500 | 4375 | 5215 | 6189 | 7207 | 8187 | 9167 | 10106 | 11012 | 11914 | 12811 | 13709 | 14636 | 15528 |
| 5 - Dächer, Fassaden | 62 | 114 | 184 | 301 | 518 | 1190 | 2085 | 3292 | 4088 | 4856 | 5756 | 6702 | 7586 | 8480 | 9313 | 10131 | 10920 | 11722 | 12497 | 13369 | 14050 |
| 6 - Freiflächen | 2 | 2 | 4 | 12 | 39 | 92 | 135 | 208 | 288 | 359 | 433 | 504 | 601 | 688 | 793 | 881 | 994 | 1089 | 1212 | 1267 | 1478 |
| Biomasse, gesamt | 4130 | 5044 | 6020 | 8236 | 9357 | 13522 | 17622 | 23735 | 25761 | 28001 | 30239 | 32480 | 34606 | 36504 | 38226 | 39819 | 41292 | 42658 | 43948 | 45182 | 46206 |
| - davon Biogas + Bio flüssig | 1744 | 2223 | 2795 | 3607 | 3297 | 5848 | 7581 | 11604 | 12780 | 14232 | 15658 | 17077 | 18461 | 19705 | 20824 | 21850 | 22777 | 23609 | 24376 | 25095 | 25612 |
| 7 -- Deponie-, Klärgas | 1339 | 1447 | 1554 | 1736 | 1854 | 1928 | 1999 | 2152 | 2224 | 2296 | 2341 | 2370 | 2354 | 2321 | 2288 | 2254 | 2214 | 2170 | 2090 | 1992 | 1893 |
| 8 -- Biogase | 400 | 751 | 1191 | 1721 | 1043 | 2780 | 4267 | 6992 | 7700 | 8712 | 9847 | 11009 | 12200 | 13313 | 14338 | 15299 | 16167 | 16937 | 17671 | 18378 | 18921 |
| 9 -- flüssige Brennstoffe | 5 | 25 | 50 | 150 | 400 | 1140 | 1315 | 2459 | 2856 | 3224 | 3469 | 3698 | 3906 | 4071 | 4198 | 4296 | 4395 | 4501 | 4615 | 4726 | 4798 |
| - davon Bio Feststoffe | 536 | 962 | 1280 | 2467 | 3760 | 4635 | 6410 | 7881 | 8730 | 9519 | 10331 | 11153 | 11896 | 12549 | 13152 | 13719 | 14266 | 14799 | 15322 | 15836 | 16344 |
| 10 -- Altholz (KW+HKW) | 509 | 914 | 1184 | 2240 | 3366 | 3918 | 4463 | 4926 | 5043 | 5167 | 5347 | 5451 | 5539 | 5663 | 5754 | 5788 | 5797 | 5797 | 5806 | 5818 | 5825 |
| 11 -- naturbelass. (KW+HKW) | 27 | 48 | 96 | 227 | 394 | 717 | 1947 | 2954 | 3671 | 4304 | 4847 | 5387 | 5806 | 6072 | 6293 | 6516 | 6720 | 6903 | 7052 | 7178 | 7288 |
| 12 -- naturbelass. KWK innov. | 0 | -0 | -0 | -0 | -0 | -0 | -0 | -0 | 16 | 49 | 137 | 314 | 551 | 815 | 1105 | 1414 | 1749 | 2100 | 2464 | 2841 | 3231 |
| 13 - davon biogener Abfall | 1850 | 1859 | 1945 | 2162 | 2300 | 3039 | 3630 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 | 4250 |
| 14 Geothermie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 8 | 34 | 81 | 144 | 222 | 318 | 432 | 564 | 756 | 960 | 1236 | 1519 | 1841 |
| 15 Import | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 333 | 1250 | 2958 |
| Gesamt | 36680 | 39052 | 45818 | 47758 | 56424 | 63557 | 70427 | 87450 | 93296 | 99347 | 105075 | 110983 | 117007 | 123149 | 129593 | 136086 | 142750 | 149843 | 158144 | 167478 | 178119 |
| Eigene Näherung (ohne Kostenbetrachtung) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wasser (+Gase) im EEG ***) | 5366 | 5968 | 6459 | 5754 | 7084 | 8007 | 7612 | 8409 | 8774 | 9647 | 10043 | 10348 | 10650 | 10961 | 11255 | 11429 | 11577 | 11675 | 11746 | 11796 | 11848 |
| Biomasse im EEG (VDN) | 754 | 1432 | 2424 | 3425 | 5241 | 7366 | 10901 | 15524 | 23185 | 25201 | 27215 | 29232 | 31146 | 32854 | 34403 | 35837 | 37163 | 38392 | 39553 | 40664 | 41586 |
| Strom im EEG | 13734 | 18025 | 24857 | 28351 | 38391 | 43884 | 51443 | 66933 | 78220 | 84047 | 89551 | 95235 | 101046 | 106998 | 113270 | 119604 | 126120 | 133077 | 140916 | 149210 | 158040 |
| EEG-Strom nach VDN-Prognose 04/08****) | 13734 | 18025 | 24857 | 28351 | 38391 | 43884 | 51443 | 66933 | 79248 | 84357 | 98722 | 114202 | 128374 | 142673 | 155959 | | | | | | |
| Bruttostromerzeug. BASIS | 571 | 581 | 582 | 604 | 610 | 614 | 628 | 625 | 623 | 620 | 617 | 613 | 609 | 606 | 602 | 598 | 595 | 592 | 590 | 587 | 584 |
| Anteil Gesamt an Bruttostrom, % | 6,4 | 6,7 | 7,9 | 7,9 | 9,2 | 10,4 | 11,2 | 14,0 | 15,0 | 16,0 | 17,0 | 18,1 | 19,2 | 20,3 | 21,5 | 22,8 | 24,0 | 25,3 | 26,8 | 28,5 | 30,5 |
| **) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ***) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ****) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 13: Installierte Leistungen der EE bis 2020 im LEITSZENARIO 2008; Aufschlüsselung in Anlehnung an EEG-Gliederung

| Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende) | | | | | | | | | | | | Szenario: ARES-LEIT08 | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| 2000 -2007 nach AGEE Stat (Juni 2008) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wasserkraft | 4572 | 4604 | 4626 | 4643 | 4658 | 4681 | 4700 | 4717 | 4739 | 4776 | 4833 | 4871 | 4910 | 4951 | 4989 | 5026 | 5058 | 5079 | 5094 | 5105 | 5117 |
| 1 - > 1 MW | 4060 | 4090 | 4109 | 4124 | 4134 | 4150 | 4161 | 4171 | 4186 | 4215 | 4265 | 4294 | 4324 | 4353 | 4378 | 4402 | 4422 | 4434 | 4441 | 4444 | 4448 |
| 2 - < 1 MW | 512 | 514 | 517 | 519 | 524 | 531 | 539 | 546 | 554 | 561 | 568 | 576 | 586 | 598 | 611 | 624 | 635 | 645 | 653 | 661 | 669 |
| Wind | 6114 | 8755 | 11965 | 14609 | 16631 | 18431 | 20622 | 22247 | 23707 | 24775 | 25711 | 26678 | 27623 | 28564 | 29691 | 30806 | 31935 | 33161 | 34755 | 36257 | 38050 |
| 3 - Onshore | 6114 | 8755 | 11965 | 14609 | 16631 | 18431 | 20622 | 22247 | 23647 | 24565 | 25261 | 25868 | 26323 | 26634 | 26981 | 27216 | 27345 | 27441 | 27765 | 27847 | 28050 |
| 4 - Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 210 | 450 | 810 | 1300 | 1930 | 2710 | 3590 | 4590 | 5720 | 6990 | 8410 | 10000 |
| Photovoltaik | 100 | 178 | 258 | 408 | 1018 | 1881 | 2781 | 3930 | 5180 | 6480 | 7679 | 8827 | 9925 | 10972 | 11988 | 12984 | 13976 | 14964 | 15955 | 16942 | 17900 |
| 5 - Dächer, Fassaden | 98 | 174 | 253 | 384 | 947 | 1749 | 2586 | 3655 | 4817 | 6026 | 7141 | 8209 | 9181 | 10149 | 11029 | 11946 | 12788 | 13692 | 14519 | 15502 | 16110 |
| 6 - Freiflächen | 2,0 | 3,6 | 5,2 | 24,5 | 71,3 | 132 | 195 | 275 | 363 | 454 | 538 | 618 | 744 | 823 | 959 | 1039 | 1188 | 1272 | 1436 | 1440 | 1790 |
| Biomasse, gesamt | 1091 | 1216 | 1359 | 1672 | 2031 | 2606 | 3255 | 3963 | 4399 | 4694 | 5000 | 5303 | 5587 | 5835 | 6066 | 6280 | 6480 | 6665 | 6843 | 7014 | 7147 |
| - davon Biogas + Bio flüssig | 431 | 496 | 575 | 687 | 873 | 1110 | 1417 | 1723 | 2008 | 2200 | 2392 | 2583 | 2767 | 2926 | 3072 | 3206 | 3326 | 3434 | 3535 | 3629 | 3686 |
| 7 -- Deponie-, Klärgas | 174 | 188 | 202 | 225 | 241 | 250 | 264 | 280 | 293 | 300 | 306 | 309 | 304 | 300 | 296 | 291 | 286 | 280 | 267 | 254 | 242 |
| 8 -- Biogase | 256 | 305 | 367 | 441 | 579 | 707 | 978 | 1115 | 1307 | 1458 | 1613 | 1771 | 1933 | 2076 | 2211 | 2338 | 2450 | 2549 | 2647 | 2740 | 2803 |
| 9 -- flüssige Brennstoffe *) | 0,7 | 3,3 | 6,7 | 20,0 | 53,3 | 152 | 175 | 328 | 407 | 441 | 473 | 503 | 530 | 549 | 565 | 577 | 591 | 605 | 621 | 635 | 642 |
| - davon Bio Feststoffe | 198 | 255 | 298 | 445 | 583 | 737 | 982 | 1178 | 1329 | 1431 | 1545 | 1658 | 1757 | 1847 | 1932 | 2012 | 2091 | 2169 | 2246 | 2322 | 2398 |
| 10 -- Altholz (KW+HKW) | 188 | 242 | 275 | 404 | 522 | 623 | 684 | 736 | 767 | 776 | 796 | 804 | 810 | 824 | 834 | 837 | 834 | 834 | 835 | 835 | 835 |
| 11 -- naturbelass. (KW+HKW) | 10 | 13 | 22 | 41 | 61 | 114 | 298 | 442 | 559 | 646 | 722 | 795 | 850 | 883 | 912 | 942 | 967 | 994 | 1014 | 1030 | 1045 |
| 12 -- naturbelass. KWK innov. | 0,0 | -0,0 | -0,0 | -0,0 | -0,0 | -0 | -0 | -0 | 3 | 10 | 27 | 59 | 98 | 139 | 185 | 234 | 291 | 341 | 398 | 457 | 517 |
| 13 - davon biogener Abfall | 463 | 465 | 486 | 541 | 575 | 760 | 856 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 | 1063 |
| 14 Geothermie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 1 | 4 | 9 | 17 | 28 | 42 | 59 | 79 | 102 | 128 | 158 | 192 | 230 | 280 |
| 15 Import | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 325 | 725 |
| Gesamt | 11878 | 14754 | 18209 | 21333 | 24338 | 27599 | 31358 | 34858 | 38029 | 40733 | 43240 | 45706 | 48086 | 50380 | 52812 | 55198 | 57576 | 60026 | 62939 | 65873 | 69218 |

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 14: Strom- und Nutzwärmeerzeugung erneuerbarer Energien (im Unterschied zu Tabelle 12 sind hier die potentiellen Stromerträge mit der am Jahresende installierten Leistungen berechnet; sie sind also höher als diejenigen in Tabelle 12)

| Strom- und Nutzwärmeerzeugung (GWh/a); potentielle Erträge mit der am Jahresende install. Leistung | | | | | | | | | | | ARES-LEIT08 | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|---------------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| | STROM | | | | | | | WÄRME | | | | |
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Geotherm. | Strom- | Biomasse | Biogene | Biomasse | Kollek- | Geotherm. | Strom | Wärme |
| | | | | Strom | import | Strom | Abfälle Strom *) | Wärme **) | toren | Wärme | gesamt | gesamt |
| 2000 | 24890 | 9477 | 79 | 0 | 0 | 2280 | 1850 | 54718 | 1277 | 1430 | 38576 | 57425 |
| 2001 | 23508 | 13571 | 143 | 0 | 0 | 3185 | 1859 | 56978 | 1629 | 1459 | 42266 | 60066 |
| 2002 | 23980 | 18546 | 209 | 0 | 0 | 4075 | 1945 | 59600 | 1875 | 1490 | 48755 | 62965 |
| 2003 | 20892 | 22790 | 333 | 0 | 0 | 5992 | 2162 | 63397 | 2163 | 1524 | 52170 | 67084 |
| 2004 | 21241 | 26110 | 836 | 0 | 0 | 8382 | 2300 | 70054 | 2461 | 1562 | 58869 | 74077 |
| 2005 | 21372 | 29490 | 1556 | 0 | 0 | 11256 | 3039 | 76783 | 2826 | 1604 | 66712 | 81213 |
| 2006 | 20045 | 34026 | 2315 | 0 | 0 | 15343 | 3630 | 82086 | 3355 | 1745 | 75360 | 87186 |
| 2007 | 20715 | 39933 | 3307 | 2 | 0 | 19060 | 4250 | 87403 | 3712 | 1938 | 87267 | 93053 |
| 2008 | 21274 | 42526 | 4375 | 15 | 0 | 22295 | 4250 | 91525 | 4252 | 2211 | 94734 | 97988 |
| 2009 | 22147 | 44664 | 5495 | 43 | 0 | 24479 | 4250 | 94498 | 4964 | 2578 | 101077 | 102040 |
| 2010 | 22543 | 46702 | 6537 | 100 | 0 | 26744 | 4250 | 97939 | 5829 | 3067 | 106875 | 106835 |
| 2011 | 22848 | 49106 | 7541 | 166 | 0 | 28973 | 4250 | 101416 | 6816 | 3676 | 112884 | 111908 |
| 2012 | 23150 | 51710 | 8510 | 250 | 0 | 31048 | 4250 | 104600 | 7934 | 4451 | 118917 | 116986 |
| 2013 | 23461 | 54692 | 9496 | 352 | 0 | 32857 | 4250 | 107476 | 9184 | 5425 | 125108 | 122086 |
| 2014 | 23755 | 58265 | 10411 | 472 | 0 | 34535 | 4250 | 110237 | 10557 | 6616 | 131688 | 127410 |
| 2015 | 23929 | 62012 | 11312 | 610 | 0 | 36085 | 4250 | 112818 | 12056 | 8022 | 138199 | 132896 |
| 2016 | 24077 | 66058 | 12215 | 830 | 0 | 37521 | 4250 | 115269 | 13615 | 9612 | 144951 | 138496 |
| 2017 | 24175 | 70831 | 13109 | 1025 | 0 | 38851 | 4250 | 117571 | 15181 | 11268 | 152240 | 144020 |
| 2018 | 24246 | 76593 | 14008 | 1342 | 500 | 40121 | 4250 | 119806 | 16782 | 13213 | 161060 | 149801 |
| 2019 | 24296 | 82597 | 14950 | 1608 | 1625 | 41337 | 4250 | 121923 | 18425 | 15148 | 170662 | 155497 |
| 2020 | 24348 | 89556 | 15818 | 1958 | 3625 | 42266 | 4250 | 123647 | 20035 | 17315 | 181821 | 160997 |
| 2030 | 24634 | 142219 | 21904 | 6018 | 35865 | 47166 | 4250 | 133517 | 41291 | 43065 | 282055 | 217873 |
| 2040 | 24799 | 186633 | 25308 | 14735 | 82000 | 49505 | 4250 | 138722 | 64417 | 66750 | 387230 | 269890 |
| 2050 | 24835 | 209366 | 27720 | 35700 | 121000 | 49505 | 4250 | 138722 | 94441 | 99852 | 472375 | 333016 |

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 15: Energiebereitstellung erneuerbarer Energien im Wärmebereich und EE-Endenergie nach Verwendungsarten

| PJ/a | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|
| Therm. Kollektoren | 5 | 10 | 21 | 43 | 72 | 110 | 149 | 232 | 340 |
| -- davon Nahwärme | 0,0 | 0,2 | 1 | 6 | 14 | 30 | 46 | 97 | 173 |
| -- davon Einzelanlagen | 5 | 10 | 20 | 38 | 58 | 81 | 103 | 135 | 167 |
| Geothermie (einschl. WP) | 5 | 6 | 11 | 29 | 62 | 109 | 155 | 240 | 359 |
| -- davon Nahwärme | 0,4 | 0,5 | 2 | 9 | 30 | 62 | 94 | 170 | 281 |
| -- davon Einzelanlagen (WP) | 5 | 5 | 9 | 20 | 33 | 47 | 61 | 70 | 79 |
| Biogene Festbrennstoffe | 194 | 260 | 319 | 353 | 377 | 393 | 409 | 428 | 428 |
| Biogene gasf. Brennstoffe | 3 | 16 | 34 | 53 | 68 | 70 | 71 | 71 | 71 |
| Biowärme (End) gesamt | 197 | 276 | 353 | 406 | 445 | 463 | 481 | 499 | 499 |
| -- davon KWK - Wärme | 13 | 55 | 88 | 120 | 146 | 157 | 167 | 178 | 178 |
| -- davon übrige Nahwärme | 22 | 37 | 55 | 67 | 74 | 79 | 83 | 88 | 88 |
| -- davon Einzelanlagen | 162 | 185 | 209 | 220 | 224 | 227 | 230 | 233 | 233 |
| REG-Wärme (End) gesamt | 207 | 292 | 385 | 478 | 580 | 682 | 784 | 972 | 1199 |
| --davon gesamte Nahwärme | 35 | 92 | 146 | 202 | 264 | 327 | 390 | 533 | 720 |
| -- davon Einzelanlagen | 172 | 200 | 238 | 277 | 315 | 355 | 394 | 438 | 479 |
| zusätzlich für Gesamtszenario (PJ/a) | | | | | | | | | |
| gesamte Biomasse-Nahwärme | 35 | 92 | 143 | 187 | 221 | 236 | 251 | 266 | 266 |
| gesamte Bio-Wärme+Bio-Strom | 212 | 276 | 353 | 551 | 613 | 639 | 666 | 693 | 693 |
| gesamte Bio- Endenergie | 221 | 357 | 573 | 801 | 890 | 929 | 966 | 993 | 993 |

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

0

| Tabelle 18d: Endenergie EE-Strom, TWh/a (tatsächl. Menge; vgl. Blatt C) | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | ARES-LEIT08 2040 | 2050 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------------------------|---------------|
| - Wasserkraft | 24,9 | 21,5 | 21,7 | 23,0 | 23,4 | 23,6 | 23,8 | 24,0 | 24,0 |
| - Windenergie | 7,6 | 27,2 | 45,4 | 60,0 | 85,7 | 107,4 | 129,0 | 156,1 | 158,8 |
| - Fotovoltaik | 0,1 | 1,3 | 6,2 | 11,0 | 15,5 | 18,7 | 21,9 | 23,3 | 23,7 |
| - Biomasse*) | 4,1 | 0,0 | 0,0 | 40,3 | 46,5 | 49,0 | 51,4 | 53,8 | 53,8 |
| - Erdwärme | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,6 | 1,8 | 3,9 | 6,0 | 14,7 | 35,7 |
| - Stromimport | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,8 | 18,6 | 34,4 | 73,0 | 98,9 |
| Endenergie EE-Strom, ges. TWh/a | 36,6 | 50,0 | 73,4 | 134,9 | 175,8 | 221,2 | 266,6 | 344,9 | 394,8 |
| Endenergie Strom, PJ/a | 131,9 | 180,1 | 264,3 | 485,8 | 632,9 | 796,2 | 959,8 | 1241,5 | 1421,4 |
| Endenergie Wärme, PJ/a | 206,7 | 292,4 | 384,6 | 478,4 | 579,6 | 682,0 | 784,3 | 971,6 | 1198,9 |
| Endenergie Kraftstoffe, PJ/a | 9,0 | 81,0 | 220,0 | 250,0 | 277,0 | 290,0 | 325,2 | 386,7 | 483,3 |
| Gesamte EE-Endenergie, PJ/a | 347,6 | 553,5 | 868,9 | 1214,2 | 1489,4 | 1768,1 | 2069,3 | 2599,8 | 3103,5 |

2000 und 2005 Erzeugung = Endenergie.

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

*) einschl. biogenem Abfall

Tabelle 16: Einsatz biogener Kraftstoffe und von regenerativ erzeugtem Wasserstoff

| Biogene Kraftstoffe und Wasserstoff | ARES-LEIT08 | | | | | | | | |
|--------------------------------------------|--------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Stromeinsatz (GWh/a) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10000 | 33000 | 67000 |
| davon Wind | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10000 | 25000 | 45000 |
| davon PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2000 | 4000 |
| davon Geothermie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| davon REG -Import | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6000 | 18000 |
| Wasserstoff (GWh/a) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7000 | 24090 | 50920 |
| davon Wind | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7000 | 18250 | 34200 |
| davon PV | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1460 | 3040 |
| davon Geothermie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| davon REG -Import | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4380 | 13680 |
| Verluste (GWh/a) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3000 | 8910 | 16080 |
| Stromeinsatz (PJ/a) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 36 | 119 | 241 |
| Wasserstoff (PJ/a) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 87 | 183 |
| Verluste (PJ/a) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 32 | 58 |
| Biokraftstoffe (PJ/a) | 9 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 300 | 300 | 300 |
| "Primärenergie" dafür (PJ/a) | 13 | 117 | 314 | 357 | 396 | 414 | 429 | 429 | 429 |
| "Verluste" (PJ/a) | 4 | 36 | 94 | 107 | 119 | 124 | 129 | 129 | 129 |
| REG-Kraftstoffe ges. (PJ/a) | 9 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 |
| REG-Verluste ges. (PJ/a) | 4 | 36 | 94 | 107 | 119 | 124 | 139 | 161 | 186 |

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

**Tabelle 17: Mittelwerte der Stromgestehungskosten der Einzeltechnologien;
oben: Neuanlagen im jeweiligen Jahr, unten: jeweiliger Anlagenbestand: (Kapitalzins 6%/a)**

| Mittlere Stromkosten der jeweiligen neuen Anlagen (EUR/kWh) | | | | | | | | ARES-LEIT08 | |
|-------------------------------------------------------------|--------|-------|------------|--------------------|------------------|-------------------|---------|-----------------|-----------------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Geotherm. Strom | Strom- import | Feste Biomasse | Biogase | Mittel- wert | Mittelwert ohne PV |
| 2000 | 0,047 | 0,090 | 0,735 | | | 0,082 | 0,105 | 0,098 | 0,090 |
| 2001 | 0,047 | 0,087 | 0,690 | | | 0,082 | 0,105 | 0,095 | 0,087 |
| 2002 | 0,047 | 0,085 | 0,649 | | | 0,082 | 0,114 | 0,093 | 0,086 |
| 2003 | 0,055 | 0,083 | 0,606 | | | 0,083 | 0,120 | 0,092 | 0,085 |
| 2004 | 0,057 | 0,081 | 0,568 | 0,000 | | 0,082 | 0,127 | 0,100 | 0,086 |
| 2005 | 0,059 | 0,080 | 0,535 | 0,685 | | 0,081 | 0,130 | 0,106 | 0,085 |
| 2006 | 0,066 | 0,078 | 0,496 | 0,682 | | 0,083 | 0,131 | 0,109 | 0,086 |
| 2007 | 0,066 | 0,077 | 0,456 | 0,447 | | 0,085 | 0,129 | 0,108 | 0,085 |
| 2008 | 0,065 | 0,078 | 0,414 | 0,366 | | 0,088 | 0,128 | 0,111 | 0,087 |
| 2009 | 0,062 | 0,083 | 0,372 | 0,266 | | 0,089 | 0,125 | 0,113 | 0,090 |
| 2010 | 0,061 | 0,088 | 0,337 | 0,198 | | 0,091 | 0,123 | 0,115 | 0,093 |
| 2011 | 0,063 | 0,091 | 0,307 | 0,185 | | 0,090 | 0,122 | 0,115 | 0,094 |
| 2012 | 0,065 | 0,091 | 0,289 | 0,173 | | 0,089 | 0,120 | 0,114 | 0,094 |
| 2013 | 0,067 | 0,089 | 0,269 | 0,160 | | 0,087 | 0,118 | 0,111 | 0,093 |
| 2014 | 0,069 | 0,088 | 0,246 | 0,147 | | 0,084 | 0,117 | 0,108 | 0,092 |
| 2015 | 0,070 | 0,085 | 0,223 | 0,134 | | 0,083 | 0,116 | 0,104 | 0,090 |
| 2016 | 0,071 | 0,082 | 0,200 | 0,106 | | 0,081 | 0,113 | 0,099 | 0,086 |
| 2017 | 0,071 | 0,077 | 0,178 | 0,095 | | 0,079 | 0,111 | 0,093 | 0,083 |
| 2018 | 0,071 | 0,073 | 0,166 | 0,073 | 0,087 | 0,077 | 0,108 | 0,089 | 0,079 |
| 2019 | 0,071 | 0,069 | 0,154 | 0,065 | 0,085 | 0,074 | 0,105 | 0,084 | 0,076 |
| 2020 | 0,070 | 0,066 | 0,143 | 0,057 | 0,083 | 0,071 | 0,102 | 0,080 | 0,072 |
| 2030 | 0,071 | 0,058 | 0,106 | 0,044 | 0,072 | 0,061 | 0,095 | 0,068 | 0,064 |
| 2040 | 0,069 | 0,052 | 0,097 | 0,044 | 0,063 | 0,050 | 0,088 | 0,060 | 0,057 |
| 2050 | 0,067 | 0,049 | 0,092 | 0,045 | 0,059 | 0,037 | 0,080 | 0,055 | 0,052 |

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

| Mittlere Stromkosten des Anlagenbestands (EUR/kWh) | | | | | | | | | | ARES-LEIT08 |
|----------------------------------------------------|--------|-------|------------|--------------------|------------------|-------------------|----------------------|-----------------|-----------------------|-------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Geotherm. Strom | Strom- import | Feste Biomasse | Biogase/ Klär gas | Mittel- wert | Mittelwert ohne PV | |
| 2000 | 0,028 | 0,098 | 0,867 | | | 0,100 | 0,109 | 0,052 | 0,050 | |
| 2001 | 0,030 | 0,095 | 0,783 | | | 0,097 | 0,107 | 0,059 | 0,056 | |
| 2002 | 0,030 | 0,092 | 0,737 | | | 0,096 | 0,111 | 0,063 | 0,060 | |
| 2003 | 0,035 | 0,091 | 0,685 | | | 0,092 | 0,116 | 0,069 | 0,066 | |
| 2004 | 0,035 | 0,090 | 0,613 | | | 0,090 | 0,122 | 0,076 | 0,068 | |
| 2005 | 0,035 | 0,089 | 0,575 | 0,000 | | 0,089 | 0,127 | 0,082 | 0,071 | |
| 2006 | 0,038 | 0,087 | 0,547 | 0,000 | | 0,087 | 0,129 | 0,089 | 0,075 | |
| 2007 | 0,038 | 0,087 | 0,516 | 0,330 | | 0,087 | 0,129 | 0,093 | 0,076 | |
| 2008 | 0,037 | 0,086 | 0,490 | 0,351 | | 0,087 | 0,129 | 0,096 | 0,077 | |
| 2009 | 0,037 | 0,086 | 0,465 | 0,266 | | 0,087 | 0,127 | 0,098 | 0,077 | |
| 2010 | 0,037 | 0,086 | 0,443 | 0,204 | | 0,088 | 0,125 | 0,100 | 0,078 | |
| 2011 | 0,036 | 0,086 | 0,424 | 0,195 | | 0,088 | 0,123 | 0,101 | 0,078 | |
| 2012 | 0,036 | 0,086 | 0,408 | 0,186 | | 0,088 | 0,122 | 0,102 | 0,079 | |
| 2013 | 0,036 | 0,086 | 0,391 | 0,177 | | 0,088 | 0,120 | 0,103 | 0,079 | |
| 2014 | 0,037 | 0,086 | 0,377 | 0,168 | | 0,088 | 0,119 | 0,103 | 0,079 | |
| 2015 | 0,037 | 0,086 | 0,364 | 0,158 | | 0,087 | 0,117 | 0,103 | 0,080 | |
| 2016 | 0,038 | 0,085 | 0,351 | 0,131 | | 0,087 | 0,115 | 0,102 | 0,079 | |
| 2017 | 0,039 | 0,083 | 0,338 | 0,122 | | 0,087 | 0,113 | 0,101 | 0,079 | |
| 2018 | 0,039 | 0,081 | 0,326 | 0,100 | | 0,086 | 0,110 | 0,099 | 0,077 | |
| 2019 | 0,040 | 0,078 | 0,314 | 0,092 | 0,086 | 0,086 | 0,108 | 0,097 | 0,076 | |
| 2020 | 0,040 | 0,075 | 0,304 | 0,083 | 0,084 | 0,085 | 0,105 | 0,094 | 0,074 | |
| 2030 | 0,047 | 0,064 | 0,151 | 0,069 | 0,073 | 0,072 | 0,100 | 0,073 | 0,067 | |
| 2040 | 0,055 | 0,055 | 0,101 | 0,056 | 0,065 | 0,060 | 0,094 | 0,062 | 0,060 | |
| 2050 | 0,062 | 0,050 | 0,093 | 0,058 | 0,061 | 0,048 | 0,087 | 0,058 | 0,056 | |

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 18: Jährliche Investitionen in Erneuerbare Energien im Strom- und Wärmebereich

| Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio EUR/a; Mio EUR) Strom- und Wärmemarkt getrennt; Nahwärmenetze getrennt ausgewiesen | | | | | | | | | | | ARES-LEIT08 | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|--------------|------------------|--------------|-------------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|-----------------|------------------------------------|------------------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Strom- import | Kollektoren | Biomasse Wärme | Biogas/ Biomasse KWK **) | Geotherm. Wärme++) | Geotherm. Strom | Nahwärme- netze | Gesamt Strom | Gesamt Wärme ohne Nahwärme ! | Gesamt- Investition |
| 2000 | +) 110 | 2104 | 252 | 0 | 514 | +) 600 | +) 520 | +) 60 | 0 | 102 | 2986 | 1174 | 4161 |
| 2001 | 112 | 3248 | 445 | 0 | 684 | 591 | 504 | 57 | 0 | 206 | 4309 | 1332 | 5641 |
| 2002 | 93 | 3852 | 432 | 0 | 392 | 850 | 548 | 64 | 0 | 243 | 4925 | 1306 | 6231 |
| 2003 | 84 | 3093 | 765 | 0 | 495 | 950 | 965 | 76 | 0 | 518 | 4907 | 1522 | 6428 |
| 2004 | 81 | 2305 | 2928 | 0 | 491 | 1406 | 1407 | 88 | 0 | 683 | 6721 | 1986 | 8707 |
| 2005 | 105 | 2018 | 3927 | 0 | 591 | 1625 | 1712 | 100 | 0 | 779 | 7762 | 2316 | 10078 |
| 2006 | 100 | 2413 | 3825 | 0 | 837 | 1756 | 2204 | 293 | 0 | 694 | 8542 | 2886 | 11428 |
| 2007 | 98 | 1800 | 4543 | 0 | 551 | 1794 | 2012 | 379 | 7 | 647 | 8459 | 2723 | 11183 |
| 2008 | 111 | 1686 | 4500 | 0 | 785 | 1612 | 1766 | 476 | 41 | 676 | 8104 | 2873 | 10977 |
| 2009 | 146 | 1399 | 4225 | 0 | 974 | 1518 | 1198 | 572 | 65 | 542 | 7033 | 3064 | 10097 |
| 2010 | 193 | 1417 | 3540 | 0 | 1120 | 2014 | 1245 | 667 | 100 | 636 | 6494 | 3801 | 10295 |
| 2011 | 208 | 1692 | 3102 | 0 | 1226 | 2138 | 1261 | 789 | 132 | 688 | 6396 | 4152 | 10548 |
| 2012 | 220 | 1979 | 2805 | 0 | 1317 | 2177 | 1224 | 938 | 161 | 698 | 6389 | 4433 | 10822 |
| 2013 | 233 | 2311 | 2520 | 0 | 1395 | 2250 | 1099 | 1112 | 187 | 691 | 6349 | 4756 | 11105 |
| 2014 | 229 | 2600 | 2244 | 0 | 1451 | 2365 | 1043 | 1288 | 210 | 715 | 6326 | 5104 | 11430 |
| 2015 | 233 | 2789 | 2000 | 0 | 1523 | 2479 | 994 | 1460 | 230 | 726 | 6246 | 5461 | 11707 |
| 2016 | 233 | 3095 | 1800 | 0 | 1548 | 2405 | 928 | 1476 | 247 | 734 | 6303 | 5429 | 11732 |
| 2017 | 217 | 3575 | 1600 | 0 | 1564 | 2330 | 855 | 1494 | 273 | 718 | 6520 | 5388 | 11907 |
| 2018 | 213 | 4000 | 1500 | 370 | 1542 | 2269 | 824 | 1500 | 296 | 755 | 7203 | 5310 | 12513 |
| 2019 | 213 | 4722 | 1400 | 820 | 1537 | 2205 | 777 | 1506 | 319 | 730 | 8252 | 5248 | 13499 |
| 2020 | 226 | 5113 | 1300 | 1415 | 1503 | 2084 | 595 | 1512 | 405 | 773 | 9054 | 5098 | 14152 |
| 2030 | 252 | 3964 | 1368 | 1980 | 1830 | 1167 | 1387 | 1565 | 464 | 893 | 9415 | 4562 | 13977 |
| 2040 | 269 | 3419 | 1252 | 2560 | 2728 | 1929 | 914 | 1685 | 1010 | 1119 | 9423 | 6342 | 15765 |
| 2050 | 277 | 4105 | 1411 | 3720 | 3740 | 1096 | 1272 | 1800 | 2606 | 1431 | 13391 | 6636 | 20027 |
| D 08 - 20 | 206 | 2798 | 2503 | 200 | 1345 | 2142 | 1062 | 1138 | 205 | 699 | 6975 | 4624 | 11599 |
| Kum 08-20 | 2674 | 36378 | 32536 | 2605 | 17483 | 27846 | 13810 | 14788 | 2666 | 9082 | 90669 | 60117 | 150786 |
| D 21 - 50 | 266 | 3829 | 1344 | 2753 | 2766 | 1398 | 1191 | 1683 | 1360 | 1148 | 10743 | 5847 | 16590 |
| Kum 21-50 | 7978 | 114883 | 40314 | 82600 | 82975 | 41927 | 35722 | 50500 | 40800 | 34438 | 322297 | 175402 | 497699 |

+) für 2000 Schätzung in Anlehnung an Jahrbuch 2001 (F.Staß)

++) einschließlich Geothermie-WP

**) HKW und BHKW mit fester Biomasse + BHKW mit Bio-, Klärgas + Dep.gasanlagen

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 19: Gesamtwirtschaftliche Differenzkosten der Strom- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (Preisfad A)

| Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands integriert | | | | | | | | | | ARES-LEIT08 Preisfad A: Deutlich | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------|----------------|--------------|------------------|------------------|-------------------|---------------------|--------------------|----------------------|-------------------------------------|-----------------|----------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Strom- import | Kollektoren) | Biomasse Strom | Biomasse Wärme*) | Geotherm. Strom | Geotherm. Wärme*) | Gesamt Strom | Gesamt Wärme | Gesamt |
| 2000 | -77 | 705 | 65 | 0 | 274 | 163 | 418 | 0 | 238 | 856 | 929 | 1786 |
| 2001 | -48 | 943 | 106 | 0 | 331 | 204 | 436 | 0 | 243 | 1205 | 1010 | 2216 |
| 2002 | -79 | 1213 | 145 | 0 | 357 | 248 | 421 | 0 | 246 | 1527 | 1024 | 2551 |
| 2003 | 11 | 1407 | 213 | 0 | 392 | 325 | 422 | 0 | 251 | 1956 | 1066 | 3022 |
| 2004 | -19 | 1532 | 474 | 0 | 426 | 444 | 490 | -0 | 259 | 2430 | 1176 | 3606 |
| 2005 | -37 | 1609 | 821 | 0 | 453 | 583 | 582 | -0 | 268 | 2977 | 1304 | 4281 |
| 2006 | -22 | 1642 | 1152 | 0 | 494 | 744 | 559 | -0 | 285 | 3517 | 1337 | 4854 |
| 2007 | -81 | 1506 | 1538 | 0 | 517 | 888 | 628 | 1 | 306 | 3852 | 1451 | 5303 |
| 2008 | -135 | 1509 | 1912 | 0 | 550 | 1007 | 705 | 4 | 329 | 4298 | 1584 | 5882 |
| 2009 | -202 | 1492 | 2252 | 0 | 587 | 1061 | 728 | 9 | 350 | 4612 | 1664 | 6277 |
| 2010 | -248 | 1471 | 2525 | 0 | 622 | 1102 | 754 | 15 | 362 | 4865 | 1738 | 6602 |
| 2011 | -295 | 1446 | 2752 | 0 | 646 | 1117 | 641 | 23 | 374 | 5041 | 1660 | 6702 |
| 2012 | -345 | 1411 | 2946 | 0 | 663 | 1117 | 495 | 31 | 382 | 5160 | 1540 | 6701 |
| 2013 | -398 | 1352 | 3105 | 0 | 665 | 1074 | 294 | 40 | 386 | 5173 | 1345 | 6517 |
| 2014 | -455 | 1286 | 3235 | 0 | 647 | 1006 | 51 | 48 | 383 | 5120 | 1081 | 6201 |
| 2015 | -509 | 1198 | 3337 | 0 | 612 | 917 | -234 | 54 | 370 | 4997 | 748 | 5746 |
| 2016 | -556 | 1088 | 3414 | 0 | 583 | 834 | -396 | 49 | 353 | 4831 | 540 | 5371 |
| 2017 | -605 | 830 | 3465 | 0 | 537 | 739 | -597 | 49 | 328 | 4477 | 268 | 4745 |
| 2018 | -657 | 509 | 3501 | 11 | 477 | 631 | -822 | 31 | 275 | 4025 | -69 | 3956 |
| 2019 | -712 | 112 | 3516 | 30 | 398 | 507 | -1070 | 20 | 217 | 3473 | -455 | 3018 |
| 2020 | -768 | -423 | 3499 | 50 | 289 | 368 | -1352 | 2 | 132 | 2728 | -932 | 1797 |
| 2030 | -1194 | -4777 | 969 | -760 | -1418 | -865 | -4416 | -223 | -1526 | -6851 | -7360 | -14211 |
| 2040 | -1667 | -13199 | -676 | -4135 | -3785 | -1996 | -6806 | -1048 | -4510 | -22721 | -15100 | -37821 |
| 2050 | -2326 | -20374 | -1582 | -9394 | -7149 | -3222 | -8688 | -3288 | -9486 | -40187 | -25323 | -65510 |
| Summen: | | | | | | | | | | | | |
| 2001-2010 | -859 | 14324 | 11140 | 0 | 4729 | 6607 | 5725 | 29 | 2901 | 31240 | 13354 | 44594 |
| 2011-2020 | -5301 | 8809 | 32769 | 91 | 5517 | 8311 | -2989 | 346 | 3199 | 45026 | 5726 | 50752 |
| 2021-2030 | -9813 | -26001 | 22342 | -3549 | -5646 | -2488 | -28839 | -1106 | -6974 | -20615 | -41460 | -62075 |
| 2031-2040 | -14307 | -89882 | 1467 | -24474 | -26014 | -14308 | -56106 | -6354 | -30182 | -147859 | -112302 | -260160 |
| 2041-2050 | -19965 | -167866 | -11289 | -67644 | -54667 | -26093 | -77466 | -21680 | -69981 | -314537 | -202114 | -516651 |
| Gesamt: | | | | | | | | | | | | |
| 2001-2030 | -15974 | -2868 | 66250 | -3457 | 4599 | 12430 | -26104 | -731 | -874 | 55650 | -22379 | 33272 |
| 2031-2050 | -34271 | -257749 | -9822 | -92118 | -80681 | -40401 | -133572 | -28035 | -100163 | -462396 | -314415 | -776811 |
| 2001-2050 | -50245 | -260617 | 56429 | -95576 | -76082 | -27971 | -159676 | -28765 | -101037 | -406746 | -336794 | -743540 |

*) einschließlich Nahwärmenetze

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 20: Gesamtwirtschaftliche Differenzkosten der Strom- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (Preispfad B)

| Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands integriert | | | | | | | | | | ARES-LEIT08 Preispfad B: Mäßig | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------|----------------|--------------|------------------|------------------|-------------------|---------------------|--------------------|----------------------|-----------------------------------|-----------------|----------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Strom- import | Kollektoren) | Biomasse Strom | Biomasse Wärme*) | Geotherm. Strom | Geotherm. Wärme*) | Gesamt Strom | Gesamt Wärme | Gesamt |
| 2000 | -77 | 705 | 65 | 0 | 274 | 163 | 418 | 0 | 238 | 856 | 929 | 1786 |
| 2001 | -48 | 943 | 106 | 0 | 331 | 204 | 436 | 0 | 243 | 1205 | 1010 | 2216 |
| 2002 | -79 | 1213 | 145 | 0 | 357 | 248 | 421 | 0 | 246 | 1527 | 1024 | 2551 |
| 2003 | 11 | 1407 | 213 | 0 | 392 | 325 | 422 | 0 | 251 | 1956 | 1066 | 3022 |
| 2004 | -19 | 1532 | 474 | 0 | 426 | 444 | 490 | -0 | 259 | 2430 | 1176 | 3606 |
| 2005 | -37 | 1609 | 821 | 0 | 453 | 583 | 582 | -0 | 268 | 2977 | 1304 | 4281 |
| 2006 | -22 | 1642 | 1152 | 0 | 494 | 744 | 559 | -0 | 285 | 3517 | 1337 | 4854 |
| 2007 | -81 | 1506 | 1538 | 0 | 517 | 888 | 628 | 1 | 306 | 3852 | 1451 | 5303 |
| 2008 | -121 | 1537 | 1915 | 0 | 556 | 1022 | 759 | 4 | 332 | 4358 | 1647 | 6004 |
| 2009 | -171 | 1553 | 2260 | 0 | 601 | 1095 | 846 | 9 | 356 | 4746 | 1803 | 6549 |
| 2010 | -199 | 1571 | 2539 | 0 | 647 | 1160 | 948 | 15 | 374 | 5086 | 1968 | 7055 |
| 2011 | -227 | 1593 | 2775 | 0 | 687 | 1204 | 926 | 23 | 392 | 5368 | 2006 | 7373 |
| 2012 | -254 | 1613 | 2979 | 0 | 724 | 1239 | 888 | 32 | 411 | 5609 | 2023 | 7632 |
| 2013 | -283 | 1619 | 3151 | 0 | 753 | 1235 | 810 | 41 | 429 | 5764 | 1992 | 7755 |
| 2014 | -313 | 1631 | 3297 | 0 | 769 | 1212 | 707 | 51 | 446 | 5877 | 1922 | 7800 |
| 2015 | -339 | 1636 | 3417 | 0 | 777 | 1173 | 582 | 59 | 460 | 5944 | 1819 | 7764 |
| 2016 | -365 | 1610 | 3511 | 0 | 782 | 1132 | 529 | 56 | 470 | 5944 | 1781 | 7725 |
| 2017 | -392 | 1453 | 3580 | 0 | 775 | 1082 | 449 | 59 | 475 | 5781 | 1699 | 7480 |
| 2018 | -421 | 1256 | 3638 | 16 | 759 | 1023 | 356 | 44 | 461 | 5555 | 1576 | 7131 |
| 2019 | -450 | 1001 | 3677 | 47 | 728 | 953 | 251 | 37 | 446 | 5264 | 1424 | 6689 |
| 2020 | -480 | 636 | 3687 | 93 | 672 | 868 | 119 | 25 | 411 | 4829 | 1202 | 6032 |
| 2030 | -619 | -1453 | 1481 | 78 | -189 | 237 | -1667 | -82 | -372 | -357 | -2228 | -2586 |
| 2040 | -848 | -7035 | 160 | -1426 | -1390 | -361 | -3183 | -561 | -2304 | -10071 | -6876 | -16947 |
| 2050 | -1238 | -11200 | -368 | -4092 | -2911 | -1053 | -4222 | -1724 | -5559 | -19674 | -12693 | -32367 |
| Summen: | | | | | | | | | | | | |
| 2001-2010 | -765 | 14512 | 11165 | 0 | 4774 | 6714 | 6091 | 29 | 2921 | 31655 | 13786 | 45441 |
| 2011-2020 | -3525 | 14047 | 33712 | 157 | 7426 | 11120 | 5616 | 426 | 4403 | 55936 | 17445 | 73381 |
| 2021-2030 | -5493 | -4084 | 25838 | 858 | 2415 | 5527 | -7741 | -286 | 197 | 22360 | -5128 | 17232 |
| 2031-2040 | -7332 | -42440 | 8207 | -6741 | -7892 | -620 | -24250 | -3218 | -13378 | -52145 | -45520 | -97664 |
| 2041-2050 | -10428 | -91175 | -1036 | -27592 | -21504 | -7071 | -37025 | -11425 | -39313 | -148727 | -97842 | -246570 |
| Gesamt: | | | | | | | | | | | | |
| 2001-2030 | -9782 | 24475 | 70714 | 1014 | 14614 | 23361 | 3966 | 168 | 7522 | 109951 | 26102 | 136054 |
| 2031-2050 | -17760 | -133615 | 7170 | -34333 | -29395 | -7692 | -61275 | -14643 | -52691 | -200872 | -143362 | -344234 |
| 2001-2050 | -27543 | -109139 | 77885 | -33319 | -14781 | 15670 | -57309 | -14475 | -45169 | -90921 | -117259 | -208181 |

*) einschließlich Nahwärmenetze

Arbeit/AR08LE-B; 12.6.2008

Anhang 4: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke

Tabelle 21: Brennstoffpreise für die drei Preispfade A,B, und C ohne CO2-Aufschlag

| Brennstoffpreise frei Kraftwerke; reale Preise, (Preisbasis 2005) ohne CO2 - Aufschlag | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------|------|------|------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 2000 | 2005 | 2006 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Preispfad A: DEUTLICH | | | | | | | | | | | |
| CO2-Aufschlag; EUR/t | | | | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Erdgas | | | | | | | | | | | |
| ct/kWh th | 1,30 | 1,86 | 2,36 | 2,64 | 3,01 | 3,49 | 4,03 | 4,58 | 5,15 | 6,14 | 6,85 |
| EUR/GJ | 3,61 | 5,17 | 6,56 | 7,34 | 8,37 | 9,70 | 11,20 | 12,73 | 14,32 | 17,07 | 19,04 |
| Steinkohle | | | | | | | | | | | |
| EUR/t | 49,5 | 66,1 | 65,1 | 77,1 | 119,1 | 138,8 | 160,7 | 183,2 | 206,4 | 254,6 | 293,1 |
| ct/kWh th | 0,61 | 0,81 | 0,80 | 0,95 | 1,46 | 1,70 | 1,97 | 2,25 | 2,53 | 3,12 | 3,60 |
| EUR/GJ | 1,69 | 2,26 | 2,22 | 2,63 | 4,06 | 4,74 | 5,48 | 6,25 | 7,04 | 8,69 | 10,00 |
| Braunkohle | | | | | | | | | | | |
| ct/kWh th | 0,37 | 0,38 | 0,38 | 0,40 | 0,40 | 0,43 | 0,45 | 0,47 | 0,49 | 0,54 | 0,59 |
| EUR/GJ | 1,02 | 1,06 | 1,06 | 1,11 | 1,11 | 1,20 | 1,25 | 1,31 | 1,36 | 1,50 | 1,64 |
| | 2000 | 2005 | 2006 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Preispfad B: MASSIG | | | | | | | | | | | |
| CO2-Aufschlag; EUR/t | | | | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Erdgas | | | | | | | | | | | |
| ct/kWh th | 1,30 | 1,86 | 2,36 | 2,64 | 2,68 | 2,94 | 3,22 | 3,51 | 3,78 | 4,24 | 4,54 |
| EUR/GJ | 3,61 | 5,17 | 6,56 | 7,34 | 7,45 | 8,17 | 8,95 | 9,76 | 10,51 | 11,79 | 12,62 |
| Steinkohle | | | | | | | | | | | |
| EUR/t | 49,5 | 66,1 | 65,1 | 77,1 | 105,9 | 116,5 | 127,9 | 139,5 | 150,8 | 169,5 | 181,6 |
| ct/kWh th | 0,61 | 0,81 | 0,80 | 0,95 | 1,30 | 1,43 | 1,57 | 1,71 | 1,85 | 2,08 | 2,23 |
| EUR/GJ | 1,69 | 2,26 | 2,22 | 2,63 | 3,61 | 3,97 | 4,36 | 4,76 | 5,15 | 5,78 | 6,20 |
| Braunkohle | | | | | | | | | | | |
| ct/kWh th | 0,37 | 0,38 | 0,38 | 0,40 | 0,40 | 0,42 | 0,44 | 0,46 | 0,47 | 0,51 | 0,54 |
| EUR/GJ | 1,02 | 1,06 | 1,06 | 1,11 | 1,11 | 1,17 | 1,22 | 1,28 | 1,31 | 1,42 | 1,50 |
| | 2000 | 2005 | 2006 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Preispfad C: SEHR NIEDRIG | | | | | | | | | | | |
| CO2-Aufschlag; EUR/t | | | | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Erdgas | | | | | | | | | | | |
| ct/kWh th | 1,30 | 1,86 | 2,36 | 2,64 | 2,25 | 2,35 | 2,45 | 2,58 | 2,70 | 2,91 | 3,06 |
| EUR/GJ | 3,61 | 5,17 | 6,56 | 7,34 | 6,26 | 6,53 | 6,81 | 7,17 | 7,51 | 8,09 | 8,51 |
| Steinkohle | | | | | | | | | | | |
| EUR/t | 49,5 | 66,1 | 65,1 | 77,1 | 88,8 | 92,8 | 96,7 | 102,1 | 107,0 | 115,7 | 121,7 |
| ct/kWh th | 0,61 | 0,81 | 0,80 | 0,95 | 1,09 | 1,14 | 1,19 | 1,25 | 1,31 | 1,42 | 1,49 |
| EUR/GJ | 1,69 | 2,26 | 2,22 | 2,63 | 3,03 | 3,17 | 3,30 | 3,48 | 3,65 | 3,95 | 4,15 |
| Braunkohle | | | | | | | | | | | |
| ct/kWh th | 0,37 | 0,38 | 0,38 | 0,40 | 0,40 | 0,41 | 0,42 | 0,44 | 0,45 | 0,48 | 0,50 |
| EUR/GJ | 1,02 | 1,06 | 1,06 | 1,11 | 1,11 | 1,14 | 1,17 | 1,22 | 1,25 | 1,33 | 1,39 |
| Umrechnungen: | 1 GJ = 277,8 kWh 1 t SKE = 29,31 GJ | | | | 1 EUR/GJ = 0,36 ct/kWh; 1 ct/kWh = 2,78 EUR/GJ | | | | | | |

Preise/Brennstoffpreise2008; 12.01.08

Tabelle 22: Stromgestehungskosten (Preispfad A für Brennstoffe und CO₂-Preise)

| Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh (EUR 2005) Preispfad A: Deutlich | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|----------------------------------------------|-------|
| Zeitpunkt Inbetriebnahme | | | | | | | | | | Zinssatz 6 %/a Abschr. 25 a | |
| | 2005 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| mit CO₂ - Aufschlag | | | | | | | | | | | |
| h/a | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 4,26 | 5,49 | 6,93 | 7,95 | 8,95 | 9,99 | 11,02 | 11,90 | 12,77 | 13,52 | 14,26 |
| - SK-KW, Dampf | 3,68 | 3,90 | 6,68 | 7,59 | 8,40 | 9,19 | 9,98 | 10,75 | 11,51 | 12,28 | 13,05 |
| - SK- IGCC | - | 4,52 | 7,25 | 8,04 | 8,73 | 9,44 | 10,14 | 10,78 | 11,41 | 12,15 | 12,89 |
| - Braunkohle - Dampf | 2,99 | 2,99 | 5,12 | 5,80 | 6,35 | 6,82 | 7,29 | 7,70 | 8,11 | 8,60 | 9,08 |
| h/a | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 4,53 | 5,74 | 7,18 | 8,19 | 9,18 | 10,21 | 11,24 | 12,12 | 13,00 | 13,74 | 14,48 |
| - SK-KW, Dampf | 4,27 | 4,47 | 7,26 | 8,15 | 8,94 | 9,72 | 10,50 | 11,27 | 12,03 | 12,80 | 13,56 |
| - SK- IGCC | - | 5,36 | 8,09 | 8,83 | 9,46 | 10,14 | 10,81 | 11,42 | 12,03 | 12,77 | 13,51 |
| - Braunkohle - Dampf | 3,62 | 3,62 | 5,76 | 6,41 | 6,95 | 7,41 | 7,87 | 8,28 | 8,68 | 9,17 | 9,65 |
| ohne CO₂-Aufschlag | | | | | | | | | | | |
| h/a | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 4,26 | 5,49 | 6,12 | 6,86 | 7,63 | 8,50 | 9,36 | 10,09 | 10,82 | 11,40 | 11,97 |
| - SK-KW, Dampf | 3,68 | 3,90 | 4,98 | 5,38 | 5,77 | 6,24 | 6,70 | 7,20 | 7,69 | 8,15 | 8,61 |
| - SK- IGCC | - | 4,52 | 5,58 | 5,88 | 6,15 | 6,55 | 6,95 | 7,34 | 7,73 | 8,18 | 8,62 |
| - Braunkohle - Dampf | 2,97 | 2,99 | 2,99 | 2,99 | 2,99 | 2,99 | 2,99 | 3,03 | 3,06 | 3,12 | 3,17 |
| h/a | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 4,53 | 5,74 | 6,37 | 7,09 | 7,86 | 8,73 | 9,59 | 10,32 | 11,05 | 11,62 | 12,19 |
| - SK-KW, Dampf | 4,27 | 4,47 | 5,56 | 5,95 | 6,31 | 6,76 | 7,21 | 7,71 | 8,20 | 8,66 | 9,12 |
| - SK- IGCC | - | 5,36 | 6,42 | 6,66 | 6,88 | 7,25 | 7,62 | 7,99 | 8,35 | 8,80 | 9,24 |
| - Braunkohle - Dampf | 3,62 | 3,62 | 3,62 | 3,60 | 3,56 | 3,57 | 3,57 | 3,60 | 3,63 | 3,69 | 3,74 |
| Invest. kosten (EUR/kW) | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 465 | 435 | 435 | 415 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| - SK-KW, Dampf | 1030 | 1000 | 1000 | 975 | 950 | 925 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 |
| - SK- IGCC | - | 1500 | 1500 | 1400 | 1300 | 1250 | 1200 | 1150 | 1100 | 1100 | 1100 |
| - Braunkohle - Dampf | 1200 | 1175 | 1175 | 1130 | 1100 | 1080 | 1060 | 1050 | 1050 | 1050 | 1050 |
| Wirkungsgrade (%) | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 58,0 | 59,0 | 59,0 | 59,5 | 60,0 | 60,5 | 61,0 | 61,5 | 62,0 | 62,0 | 62,0 |
| - SK-KW, Dampf | 46,0 | 47,0 | 47,0 | 48,0 | 49,0 | 49,5 | 50,5 | 51,0 | 52,0 | 52,0 | 52,0 |
| - SK- IGCC | - | 48,0 | 48,0 | 49,0 | 50,0 | 51,0 | 52,0 | 53,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 |
| - Braunkohle - Dampf | 44,0 | 45,0 | 45,0 | 45,5 | 46,0 | 46,0 | 46,5 | 47,0 | 47,5 | 47,5 | 47,5 |
| CO₂-Emissionen (g/kWh el) | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 348 | 342 | 342 | 339 | 337 | 334 | 331 | 328 | 326 | 326 | 326 |
| - SK-KW, Dampf | 735 | 719 | 719 | 704 | 690 | 683 | 669 | 663 | 650 | 650 | 650 |
| - SK- IGCC | - | 704 | 704 | 690 | 676 | 663 | 650 | 638 | 626 | 626 | 626 |
| - Braunkohle - Dampf | 920 | 900 | 900 | 890 | 880 | 880 | 871 | 862 | 853 | 853 | 853 |
| Emissionsfaktoren (g/kWh th): | | | | | | | | | | | |
| Braunkohle | 405 | | | | | | | | | | |
| Steinkohle | 338 | | | | | | | | | | |
| Erdgas | 202 | | | | | | | | | | |

KW-Kost; 12.4.08

Tabelle 23: Stromgestehungskosten (Preispfad B für Brennstoffe und CO₂-Preise)

| Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh (EUR 2005) | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------------------|------|--------------------------|------|------|------|------|------|----------|------|-------|------|------|
| Preispfad B: Mäßig | | | | | | | | Zinssatz | | 6 %/a | | |
| | | | | | | | | Abschr. | | 25 a | | |
| | | Zeitpunkt Inbetriebnahme | | | | | | | | | | |
| | | 2005 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| mit CO2 - Aufschlag | | | | | | | | | | | | |
| h/a | 7000 | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | | 4,26 | 5,49 | 6,24 | 6,79 | 7,30 | 7,79 | 8,28 | 8,67 | 9,06 | 9,39 | 9,71 |
| - SK-KW, Dampf | | 3,68 | 3,90 | 6,05 | 6,55 | 6,98 | 7,32 | 7,65 | 7,94 | 8,22 | 8,53 | 8,84 |
| - SK- IGCC | | - | 4,52 | 6,62 | 7,02 | 7,33 | 7,60 | 7,87 | 8,06 | 8,25 | 8,55 | 8,84 |
| - Braunkohle - Dampf | | 2,99 | 2,99 | 4,76 | 5,16 | 5,55 | 5,77 | 5,98 | 6,18 | 6,37 | 6,61 | 6,85 |
| h/a | 5000 | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | | 4,53 | 5,74 | 6,48 | 7,03 | 7,53 | 8,02 | 8,50 | 8,90 | 9,29 | 9,61 | 9,93 |
| - SK-KW, Dampf | | 4,27 | 4,47 | 6,62 | 7,11 | 7,52 | 7,84 | 8,16 | 8,45 | 8,74 | 9,05 | 9,35 |
| - SK- IGCC | | - | 5,36 | 7,46 | 7,81 | 8,06 | 8,30 | 8,54 | 9,21 | 9,87 | 9,67 | 9,46 |
| - Braunkohle - Dampf | | 3,62 | 3,62 | 5,40 | 5,77 | 6,14 | 6,35 | 6,55 | 6,75 | 6,94 | 7,18 | 7,42 |
| ohne CO2-Aufschlag | | | | | | | | | | | | |
| h/a | 7000 | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | | 4,26 | 5,49 | 5,56 | 5,93 | 6,28 | 6,70 | 7,11 | 7,44 | 7,76 | 8,00 | 8,24 |
| - SK-KW, Dampf | | 3,68 | 3,90 | 4,64 | 4,82 | 4,95 | 5,15 | 5,35 | 5,52 | 5,69 | 5,83 | 5,97 |
| - SK- IGCC | | - | 4,52 | 5,25 | 5,33 | 5,35 | 5,50 | 5,64 | 5,72 | 5,80 | 5,94 | 6,08 |
| - Braunkohle - Dampf | | 2,97 | 2,99 | 2,99 | 2,96 | 2,94 | 2,95 | 2,95 | 2,98 | 3,00 | 3,03 | 3,06 |
| h/a | 5000 | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | | 4,53 | 5,74 | 5,81 | 6,17 | 6,51 | 6,93 | 7,34 | 7,66 | 7,98 | 8,23 | 8,47 |
| - SK-KW, Dampf | | 4,27 | 4,47 | 5,22 | 5,38 | 5,49 | 5,68 | 5,86 | 6,03 | 6,20 | 6,35 | 6,49 |
| - SK- IGCC | | - | 5,36 | 6,09 | 6,11 | 6,08 | 6,20 | 6,31 | 6,37 | 6,42 | 6,56 | 6,70 |
| - Braunkohle - Dampf | | 3,62 | 3,62 | 3,62 | 3,58 | 3,54 | 3,53 | 3,52 | 3,55 | 3,57 | 3,60 | 3,63 |
| Invest. kosten (EUR/kW) | | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | | 465 | 435 | 435 | 415 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| - SK-KW, Dampf | | 1030 | 1000 | 1000 | 975 | 950 | 925 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 |
| - SK- IGCC | | - | 1500 | 1500 | 1400 | 1300 | 1250 | 1200 | 1150 | 1100 | 1100 | 1100 |
| - Braunkohle - Dampf | | 1200 | 1175 | 1175 | 1130 | 1100 | 1080 | 1060 | 1050 | 1050 | 1050 | 1050 |
| Wirkungsgrade (%) | | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | | 58,0 | 59,0 | 59,0 | 59,5 | 60,0 | 60,5 | 61,0 | 61,5 | 62,0 | 62,0 | 62,0 |
| - SK-KW, Dampf | | 46,0 | 47,0 | 47,0 | 48,0 | 49,0 | 49,5 | 50,5 | 51,0 | 52,0 | 52,0 | 52,0 |
| - SK- IGCC | | - | 48,0 | 48,0 | 49,0 | 50,0 | 51,0 | 52,0 | 53,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 |
| - Braunkohle - Dampf | | 44,0 | 45,0 | 45,0 | 45,5 | 46,0 | 46,0 | 46,5 | 47,0 | 47,5 | 47,5 | 47,5 |
| CO2-Emissionen (g/kWh el) | | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | | 348 | 342 | 342 | 339 | 337 | 334 | 331 | 328 | 326 | 326 | 326 |
| - SK-KW, Dampf | | 735 | 719 | 719 | 704 | 690 | 683 | 669 | 663 | 650 | 650 | 650 |
| - SK- IGCC | | - | 704 | 704 | 690 | 676 | 663 | 650 | 638 | 626 | 626 | 626 |
| - Braunkohle - Dampf | | 920 | 900 | 900 | 890 | 880 | 880 | 871 | 862 | 853 | 853 | 853 |
| Emissionsfaktoren (g/kWh th): | | | | | | | | | | | | |
| Braunkohle | | 405 | | | | | | | | | | |
| Steinkohle | | 338 | | | | | | | | | | |
| Erdgas | | 202 | | | | | | | | | | |

KW-Kost; 12.4.08

Tabelle 24: Stromgestehungskosten (Preispfad C für Brennstoffe und CO₂-Preise)

| Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh (EUR 2005) Preispfad C: Sehr niedrig | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Zeitpunkt Inbetriebnahme | | | | | | | | | | | |
| | 2005 | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| mit CO₂ - Aufschlag | | | | | | | | | | | |
| h/a 7000 | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 4,26 | 5,49 | 5,36 | 5,56 | 5,67 | 5,89 | 6,11 | 6,29 | 6,47 | 6,62 | 6,77 |
| - SK-KW, Dampf | 3,68 | 3,90 | 5,26 | 5,47 | 5,53 | 5,66 | 5,78 | 5,93 | 6,07 | 6,21 | 6,34 |
| - SK- IGCC | - | 4,52 | 5,85 | 5,96 | 5,91 | 5,99 | 6,06 | 6,12 | 6,17 | 6,30 | 6,43 |
| - Braunkohle - Dampf | 2,99 | 2,99 | 4,32 | 4,52 | 4,66 | 4,77 | 4,88 | 5,00 | 5,12 | 5,23 | 5,33 |
| h/a 5000 | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 4,53 | 5,74 | 5,6 | 5,80 | 5,89 | 6,12 | 6,34 | 6,52 | 6,69 | 6,85 | 7,00 |
| - SK-KW, Dampf | 4,27 | 4,47 | 5,83 | 6,03 | 6,07 | 6,19 | 6,30 | 6,44 | 6,58 | 6,72 | 6,85 |
| - SK- IGCC | - | 5,36 | 6,69 | 6,75 | 6,64 | 6,69 | 6,73 | 6,76 | 6,79 | 6,92 | 7,05 |
| - Braunkohle - Dampf | 3,62 | 3,62 | 4,96 | 5,14 | 5,25 | 5,36 | 5,46 | 5,58 | 5,69 | 5,80 | 5,9 |
| ohne CO₂-Aufschlag | | | | | | | | | | | |
| h/a 7000 | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 4,26 | 5,49 | 4,83 | 4,94 | 5,00 | 5,17 | 5,34 | 5,48 | 5,61 | 5,73 | 5,85 |
| - SK-KW, Dampf | 3,68 | 3,90 | 4,19 | 4,22 | 4,18 | 4,23 | 4,28 | 4,35 | 4,42 | 4,49 | 4,55 |
| - SK- IGCC | - | 4,52 | 4,81 | 4,74 | 4,59 | 4,60 | 4,60 | 4,59 | 4,58 | 4,65 | 4,71 |
| - Braunkohle - Dampf | 2,97 | 2,99 | 2,99 | 2,94 | 2,90 | 2,90 | 2,90 | 2,92 | 2,93 | 2,96 | 2,98 |
| h/a 5000 | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 4,53 | 5,74 | 5,08 | 5,18 | 5,23 | 5,40 | 5,57 | 5,71 | 5,84 | 5,96 | 6,08 |
| - SK-KW, Dampf | 4,27 | 4,47 | 4,77 | 4,78 | 4,72 | 4,76 | 4,79 | 4,86 | 4,93 | 5,00 | 5,06 |
| - SK- IGCC | - | 5,36 | 5,65 | 5,52 | 5,32 | 5,30 | 5,27 | 5,24 | 5,20 | 5,27 | 5,33 |
| - Braunkohle - Dampf | 3,62 | 3,62 | 3,62 | 3,55 | 3,49 | 3,49 | 3,48 | 3,49 | 3,50 | 3,53 | 3,55 |
| Invest. kosten (EUR/kW) | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 465 | 435 | 435 | 415 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| - SK-KW, Dampf | 1030 | 1000 | 1000 | 975 | 950 | 925 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 |
| - SK- IGCC | - | 1500 | 1500 | 1400 | 1300 | 1250 | 1200 | 1150 | 1100 | 1100 | 1100 |
| - Braunkohle - Dampf | 1200 | 1175 | 1175 | 1130 | 1100 | 1080 | 1060 | 1050 | 1050 | 1050 | 1050 |
| Wirkungsgrade (%) | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 58,0 | 59,0 | 59,0 | 59,5 | 60,0 | 60,5 | 61,0 | 61,5 | 62,0 | 62,0 | 62,0 |
| - SK-KW, Dampf | 46,0 | 47,0 | 47,0 | 48,0 | 49,0 | 49,5 | 50,5 | 51,0 | 52,0 | 52,0 | 52,0 |
| - SK- IGCC | - | 48,0 | 48,0 | 49,0 | 50,0 | 51,0 | 52,0 | 53,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 |
| - Braunkohle - Dampf | 44,0 | 45,0 | 45,0 | 45,5 | 46,0 | 46,0 | 46,5 | 47,0 | 47,5 | 47,5 | 47,5 |
| CO₂-Emissionen (g/kWh el) | | | | | | | | | | | |
| - Erdgas-KW, GuD | 348 | 342 | 342 | 339 | 337 | 334 | 331 | 328 | 326 | 326 | 326 |
| - SK-KW, Dampf | 735 | 719 | 719 | 704 | 690 | 683 | 669 | 663 | 650 | 650 | 650 |
| - SK- IGCC | - | 704 | 704 | 690 | 676 | 663 | 650 | 638 | 626 | 626 | 626 |
| - Braunkohle - Dampf | 920 | 900 | 900 | 890 | 880 | 880 | 871 | 862 | 853 | 853 | 853 |
| Emissionsfaktoren (g/kWh th): | | | | | | | | | | | |
| Braunkohle | 405 | | | | | | | | | | |
| Steinkohle | 338 | | | | | | | | | | |
| Erdgas | 202 | | | | | | | | | | |

KW-Kost; 12.4.08

Anhang 5: Eckdaten der Szenariovarianten E1, E2, E3 sowie D1 und D2

Tabelle 25: Eckdaten Szenario E1: Verstärkte Effizienz; EE-Ausbau wie LEITSZENARIO 2008

| Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050 | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Szenario 2008 - E1 | | | | | | | | | | | |
| PJ/a | 1995 | 2000 | 2005 | 2005 temp. | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Gesamte Endenergie 2005 = 100 | 9322 101 | 9235 100 | 9240 100 | 9385 101,6 | 8914 96,5 | 8335 90,2 | 7822 84,6 | 7373 79,8 | 6966 75,4 | 6207 67,2 | 5630 60,9 |
| nach Energieträgern | | | | | | | | | | | |
| Elektrizität | 1649 | 1779 | 1852 | 1852 | 1860 | 1802 | 1734 | 1680 | 1626 | 1568 | 1525 |
| Kollektorwärme | 1 | 4 | 10 | 10 | 21 | 43 | 72 | 110 | 149 | 232 | 340 |
| Geothermie | 1 | 6 | 6 | 6 | 11 | 29 | 62 | 109 | 155 | 240 | 359 |
| Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. + Industrie) | 70 | 197 | 276 | 285 | 353 | 406 | 445 | 463 | 481 | 499 | 499 |
| EE-Wasserst. für Prozesswärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Fern- + Nahwärme | 279 | 289 | 291 | 303 | 320 | 352 | 422 | 408 | 370 | 339 | 305 |
| Industrielle KWK-Wärme, fossil | 246 | 222 | 197 | 197 | 147 | 131 | 158 | 147 | 137 | 114 | 99 |
| Erdgas (Wärme + Kraftstoff) | 2070 | 2145 | 2185 | 2247 | 2220 | 2130 | 1960 | 1820 | 1720 | 1251 | 682 |
| Steinkohlen | 550 | 425 | 367 | 371 | 292 | 198 | 120 | 100 | 80 | 80 | 80 |
| Mineralöl (Wärme + Kraftstoff) | 4455 | 4158 | 3975 | 4033 | 3470 | 2993 | 2572 | 2247 | 1923 | 1496 | 1258 |
| EE-Kraftstoffe (H2 + Bio) | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 |
| EE-Anteile | | | | | | | | | | | |
| EE-Strom (Endenergie), ges. | 92 | 132 | 229 | 229 | 361 | 477 | 626 | 781 | 903 | 1189 | 1357 |
| - Anteil an gesamt (%) | 5,6 | 7,4 | 12,3 | 12,3 | 19,4 | 26,4 | 36,1 | 46,5 | 55,6 | 75,8 | 89,0 |
| EE-Wärme, gesamt | 72 | 207 | 292 | 301 | 385 | 478 | 579 | 682 | 785 | 971 | 1198 |
| - Anteil an gesamt (%) | 1,4 | 4,3 | 6,0 | 6,0 | 8,5 | 11,5 | 14,9 | 18,9 | 23,3 | 34,9 | 50,2 |
| EE-Kraftstoffe | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 |
| - Anteil an gesamt (%) | 0,0 | 0,3 | 3,2 | 3,2 | 8,8 | 10,5 | 12,5 | 13,9 | 16,5 | 20,8 | 28,1 |
| EE-Gesamt | 165 | 348 | 602 | 610 | 966 | 1205 | 1482 | 1753 | 2013 | 2547 | 3038 |
| Anteil an Endenergie (%) | 1,8 | 3,8 | 6,5 | 6,5 | 10,8 | 14,5 | 18,9 | 23,8 | 28,9 | 41,0 | 54,0 |
| Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b) | 3161 | 3233 | 3162 | 3162 | 2784 | 2310 | 1696 | 1220 | 916 | 445 | 173 |
| Umwandlungsverl. übrige *) | 823 | 866 | 971 | 971 | 971 | 966 | 980 | 969 | 949 | 949 | 1023 |
| Umwandlungsverl. insgesamt | 3984 | 4099 | 4133 | 4133 | 3755 | 3276 | 2676 | 2189 | 1865 | 1394 | 1196 |
| - Anteil an FEV (%) | 27,9 | 28,5 | 28,6 | 28,3 | 27,3 | 25,8 | 23,2 | 20,6 | 18,9 | 16,2 | 15,3 |
| Nichtenerg. Verbrauch (wie REF) | 963 | 1068 | 1096 | 1096 | 1080 | 1065 | 1050 | 1040 | 1030 | 1015 | 1000 |
| - Anteil an FEV (%) | 6,7 | 7,4 | 7,6 | 7,5 | 7,9 | 8,4 | 9,1 | 9,8 | 10,4 | 11,8 | 12,8 |
| Primärenergie 2005 = 100 | 14269 99 | 14401 100 | 14469 100 | 14613 101,0 | 13749 95,0 | 12676 87,6 | 11548 79,8 | 10603 73,3 | 9861 68,2 | 8615 59,5 | 7826 54,1 |
| Mineralöl | 5688 | 5470 | 5154 | 5228 | 4762 | 4251 | 3787 | 3435 | 3072 | 2601 | 2328 |
| Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll | 2075 | 2051 | 2010 | 2015 | 1615 | 1315 | 1079 | 911 | 622 | 323 | 257 |
| Braunkohlen | 1734 | 1550 | 1597 | 1597 | 1386 | 1188 | 1068 | 832 | 548 | 201 | 0 |
| Naturgase 1) | 2789 | 3086 | 3295 | 3360 | 3301 | 3306 | 3309 | 3152 | 3028 | 2276 | 1399 |
| Fossile Primärenergie | 12286 | 12157 | 12056 | 12200 | 11064 | 10060 | 9242 | 8330 | 7269 | 5401 | 3983 |
| Kernenergie | 1682 | 1851 | 1779 | 1779 | 1397 | 1010 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| EE - Inland und Import 2) | 284 | 382 | 665 | 665 | 1317 | 1620 | 1953 | 2280 | 2599 | 3218 | 3843 |
| Importsaldo Nicht-EE-Strom | 17 | 11 | -31 | -31 | -29 | -14 | -7 | -7 | -7 | -4 | 0 |
| Anteil EE an PEV (%), (Wirkungsgradmethode) | 2,0 | 2,7 | 4,6 | 4,6 | 9,6 | 12,8 | 16,9 | 21,5 | 26,4 | 37,4 | 49,1 |
| CO2-Emissionen, (Mio t/a) | 883 | 844 | 839 | 848 | 751 | 666 | 599 | 524 | 434 | 294 | 198 |
| 1990 = 100 (993 Mio.t/a) **) | 88,9 | 85,0 | 84,4 | 85,4 | 75,7 | 67,1 | 60,3 | 52,8 | 43,7 | 29,6 | 19,9 |
| Vermied. CO2-Emissionen seit 1990 (Mio. t/a) | 110 | 149 | 154 | 145 | 242 | 327 | 394 | 469 | 559 | 699 | 795 |
| CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ) | 0,0780 | 0,0761 | 0,0765 | 0,0764 | 0,0752 | 0,0741 | 0,0731 | 0,0719 | 0,0696 | 0,0669 | 0,0663 |
| CO2-Intens. ges (Mio t/PJ) | 0,0664 | 0,0633 | 0,0627 | 0,0627 | 0,0593 | 0,0574 | 0,0571 | 0,0548 | 0,0492 | 0,0386 | 0,0290 |
| *) einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der H2-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten | | | | | | | | | | | |
| 1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogase) | | | | | | | | | | | |
| 2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import ! | | | | | | | | | | | |
| einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der REG-H2-Herstellung | | | | | | | | | | | |
| **) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo.t) | | | | | | | | | | | |

Aktuell/LE-08-E1; 26.7.08

Tabelle 26: Szenario E1, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

| | 2005 | 2007 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 13749 | 11548 | 9861 | 8615 | 7826 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 665 | 932 | 1317 | 1953 | 2599 | 3218 | 3843 |
| Anteil EE an PEV; % | 4,7 | 6,7 | 9,6 | 16,9 | 26,4 | 37,4 | 49,1 |
| | | | | | | | |
| Endenergie, PJ/a | 9240 | 9423 ⁰⁾ | 8914 | 7822 | 6966 | 6207 | 5631 |
| Endenergie EE, PJ/a | 602 | 807 | 966 | 1482 | 2013 | 2547 | 3038 |
| Anteil EE an EEV; % | 6,6 | 8,6⁰⁾ | 10,8 | 18,9 | 28,9 | 41,0 | 54,0 |
| | | | | | | | |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1852 | 1829 | 1860 | 1734 | 1626 | 1568 | 1525 |
| Strom-End EE, PJ/a/a | 229 | 314 | 361 | 626 | 903 | 1189 | 1357 |
| Anteil EE, % | 12,3 | 17,2 | 19,4 | 36,1 | 55,6 | 75,8 | 89,0 |
| | | | | | | | |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4859 | 4995 | 4540 | 3875 | 3376 | 2780 | 2386 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 292 | 325 | 385 | 579 | 785 | 971 | 1198 |
| Anteil EE, % | 6,0 | 6,6 | 8,5 | 14,9 | 23,3 | 34,9 | 50,2 |
| | | | | | | | |
| Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2529 | 2599 | 2513 | 2213 | 1964 | 1859 | 1720 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 81 | 167 | 220 | 277 | 325 | 387 | 483 |
| Anteil EE, % | 3,2 | 6,4³⁾ | 8,8 | 12,5 | 16,5 | 20,8 | 28,1 |
| | | | | | | | |
| Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾ | 612 | 617 | 614 | 570 | 546 | 550 | 571 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 63,6 | 87,5 | 104 | 178 | 282 | 387 | 472 |
| Anteil EE, % | 10,4 | 14,2 | 16,9 | 31,2 | 51,6 | 70,4 | 82,7 |
| | | | | | | | |
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 13749 | 11548 | 9861 | 8615 | 7826 |
| Erneuerbare Energien | 665 | 932 | 1317 | 1953 | 2599 | 3218 | 3843 |
| Mineralöl | 5154 | 4678 | 4762 | 3787 | 3072 | 2601 | 2328 |
| Steinkohlen, Sonst., | 1980 | 1992 | 1586 | 1072 | 615 | 319 | 257 |
| Braunkohle | 1596 | 1618 | 1386 | 1068 | 548 | 201 | 0 |
| Erdgas, Erdölgas, Grubengas | 3295 | 3089 | 3301 | 3309 | 3028 | 2276 | 1399 |
| Kernenergie | 1779 | 1533 | 1397 | 360 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Energien, gesamt | 12025 | 11377 | 11035 | 9235 | 7262 | 5397 | 3983 |
| Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁵⁾ | 15,5 | 17,2 | 24,4 | 39,7 | 56,3 | 70,4 | 80,0 |

Fußnoten wie Tabelle 3-2.

Tabelle 27: Eckdaten Szenario E2: Effizienz wie E1; zusätzlich verstärkter EE-Ausbau

| Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050 | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Szenario 2008 - E2 | | | | | | | | | | | |
| PJ/a | 1995 | 2000 | 2005 | 2005 temp. | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Gesamte Endenergie 2005 = 100 | 9322 | 9235 | 9240 | 9385 | 8914 | 8335 | 7819 | 7362 | 6945 | 6184 | 5618 |
| nach Energieträgern | 101 | 100 | 100 | 101,6 | 96,5 | 90,2 | 84,6 | 79,7 | 75,2 | 66,9 | 60,8 |
| Bektrizität | 1649 | 1779 | 1852 | 1852 | 1860 | 1802 | 1735 | 1687 | 1640 | 1586 | 1550 |
| Kollektorwärme | 1 | 4 | 10 | 10 | 21 | 45 | 89 | 150 | 211 | 314 | 391 |
| Geothermie | 1 | 6 | 6 | 6 | 11 | 29 | 77 | 143 | 208 | 295 | 389 |
| Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. + Industrie) | 70 | 197 | 276 | 285 | 353 | 406 | 445 | 463 | 481 | 499 | 499 |
| EE-Wasserst. für Prozesswärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Fern- + Nahwärme | 279 | 289 | 291 | 303 | 320 | 352 | 422 | 386 | 344 | 296 | 260 |
| Industrielle KWK-Wärme, fossil | 246 | 222 | 197 | 197 | 147 | 131 | 158 | 147 | 133 | 110 | 87 |
| Erdgas (Wärme + Kraftstoff) | 2070 | 2145 | 2185 | 2247 | 2220 | 2130 | 1960 | 1825 | 1730 | 1096 | 682 |
| Steinkohlen | 550 | 425 | 367 | 371 | 292 | 198 | 120 | 100 | 80 | 80 | 80 |
| Mineralöl (Wärme + Kraftstoff) | 4455 | 4158 | 3975 | 4033 | 3470 | 2981 | 2512 | 2140 | 1763 | 1483 | 1135 |
| EE-Kraftstoffe (H2 + Bio) | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 260 | 300 | 320 | 355 | 425 | 545 |
| EE-Anteile | | | | | | | | | | | |
| EE-Strom (Endenergie), ges. | 92 | 132 | 229 | 229 | 368 | 519 | 743 | 917 | 1047 | 1323 | 1443 |
| - Anteil an gesamt (%) | 5,6 | 7,4 | 12,3 | 12,3 | 19,8 | 28,8 | 42,8 | 54,4 | 63,8 | 83,4 | 93,1 |
| EE-Wärme, gesamt | 72 | 207 | 292 | 301 | 385 | 480 | 611 | 756 | 900 | 1108 | 1279 |
| - Anteil an gesamt (%) | 1,4 | 4,3 | 6,0 | 6,0 | 8,5 | 11,6 | 15,8 | 20,9 | 26,7 | 39,7 | 53,0 |
| EE-Kraftstoffe | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 260 | 300 | 320 | 355 | 425 | 545 |
| - Anteil an gesamt (%) | 0,0 | 0,3 | 3,2 | 3,2 | 8,8 | 10,9 | 13,6 | 15,5 | 18,4 | 23,5 | 32,9 |
| EE-Gesamt | 165 | 348 | 602 | 610 | 973 | 1259 | 1654 | 1993 | 2302 | 2856 | 3267 |
| Anteil an Endenergie (%) | 1,8 | 3,8 | 6,5 | 6,5 | 10,9 | 15,1 | 21,1 | 27,1 | 33,1 | 46,2 | 58,2 |
| Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b) | 3161 | 3233 | 3162 | 3162 | 2774 | 2253 | 1554 | 1076 | 772 | 331 | 134 |
| Umwandlungsverl. übrige *) | 823 | 866 | 971 | 971 | 973 | 971 | 991 | 978 | 950 | 952 | 1022 |
| Umwandlungsverl. insgesamt | 3984 | 4099 | 4133 | 4133 | 3746 | 3224 | 2546 | 2054 | 1722 | 1283 | 1156 |
| - Anteil an PEV (%) | 27,9 | 28,5 | 28,6 | 28,3 | 27,3 | 25,5 | 22,3 | 19,6 | 17,8 | 15,1 | 14,9 |
| Nichtenerg. Verbrauch (wie REF) | 963 | 1068 | 1096 | 1096 | 1080 | 1065 | 1050 | 1040 | 1030 | 1015 | 1000 |
| - Anteil an PEV (%) | 6,7 | 7,4 | 7,6 | 7,5 | 7,9 | 8,4 | 9,2 | 9,9 | 10,6 | 12,0 | 12,9 |
| Primärenergie 2005 = 100 | 14269 | 14401 | 14469 | 14613 | 13740 | 12624 | 11414 | 10455 | 9697 | 8482 | 7774 |
| | 99 | 100 | 100 | 101,0 | 95,0 | 87,2 | 78,9 | 72,3 | 67,0 | 58,6 | 53,7 |
| Mineralöl | 5688 | 5470 | 5154 | 5228 | 4761 | 4237 | 3725 | 3323 | 2904 | 2584 | 2198 |
| Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll | 2075 | 2051 | 2010 | 2015 | 1615 | 1314 | 1061 | 905 | 620 | 323 | 212 |
| Braunkohlen | 1734 | 1550 | 1597 | 1597 | 1386 | 1188 | 1068 | 832 | 548 | 201 | 0 |
| Naturgase 1) | 2789 | 3086 | 3295 | 3360 | 3285 | 3205 | 3061 | 2854 | 2717 | 1821 | 1277 |
| Fossile Primärenergie | 12286 | 12157 | 12056 | 12200 | 11046 | 9944 | 8914 | 7915 | 6789 | 4929 | 3686 |
| Kernenergie | 1682 | 1851 | 1779 | 1779 | 1397 | 1010 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| EE- Inland und Import 2) | 284 | 382 | 665 | 665 | 1326 | 1684 | 2147 | 2548 | 2915 | 3556 | 4088 |
| Importsaldo Nicht-EE-Strom | 17 | 11 | -31 | -31 | -29 | -14 | -7 | -7 | -7 | -4 | 0 |
| Anteil EE an PEV (%), (Wirkungsgradmethode) | 2,0 | 2,7 | 4,6 | 4,6 | 9,7 | 13,3 | 18,8 | 24,4 | 30,1 | 41,9 | 52,6 |
| CO2-Emissionen, (Mio t/a) | 883 | 844 | 839 | 848 | 750 | 660 | 579 | 499 | 405 | 267 | 177 |
| 1990 = 100 (993 Mio.t/a) **) | 88,9 | 85,0 | 84,4 | 85,4 | 75,6 | 66,4 | 58,3 | 50,3 | 40,7 | 26,9 | 17,9 |
| Vermied. CO2-Emissionen seit 1990 (Mio. t/a) | 110 | 149 | 154 | 145 | 243 | 333 | 414 | 494 | 588 | 726 | 816 |
| CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ) | 0,0780 | 0,0761 | 0,0765 | 0,0764 | 0,0753 | 0,0743 | 0,0736 | 0,0726 | 0,0702 | 0,0682 | 0,0660 |
| CO2-Intens. ges (Mio t/PJ) | 0,0664 | 0,0633 | 0,0627 | 0,0627 | 0,0593 | 0,0571 | 0,0559 | 0,0530 | 0,0467 | 0,0357 | 0,0262 |
| *) einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der H2-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten | | | | | | | | | | | |
| 1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogase) | | | | | | | | | | | |
| 2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import ! | | | | | | | | | | | |
| einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der REG-H2-Herstellung | | | | | | | | | | | |
| **) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo. t) | | | | | | | | | | | |

Aktuell/LE-08-E2; 3.8. 08

Tabelle 28: Szenario E2, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

| | 2005 | 2007 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 13740 | 11414 | 9697 | 8482 | 7774 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 665 | 932 | 1326 | 2147 | 2915 | 3556 | 4088 |
| Anteil EE an PEV; % | 4,7 | 6,7 | 9,7 | 18,8 | 30,1 | 41,9 | 52,6 |
| | | | | | | | |
| Endenergie, PJ/a | 9240 | 9423 ⁰⁾ | 8914 | 7819 | 6945 | 6184 | 5618 |
| Endenergie EE, PJ/a | 602 | 807 | 973 | 1654 | 2302 | 2856 | 3267 |
| Anteil EE an EEV; % | 6,6 | 8,6⁰⁾ | 10,9 | 21,1 | 33,1 | 46,2 | 58,2 |
| | | | | | | | |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1852 | 1829 | 1860 | 1735 | 1640 | 1586 | 1550 |
| Strom-End EE, PJ/a/a | 229 | 314 | 368 | 743 | 1047 | 1323 | 1443 |
| Anteil EE, % | 12,3 | 17,2 | 19,8 | 42,8 | 63,8 | 83,4 | 93,1 |
| | | | | | | | |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4859 | 4995 | 4540 | 3876 | 3376 | 2789 | 2412 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 292 | 325 | 385 | 611 | 900 | 1108 | 1279 |
| Anteil EE, % | 6,0 | 6,6 | 8,5 | 15,8 | 26,7 | 39,7 | 53,0 |
| | | | | | | | |
| Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2529 | 2599 | 2513 | 2208 | 1929 | 1809 | 1656 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 81 | 167 | 220 | 300 | 355 | 425 | 545 |
| Anteil EE, % | 3,2 | 6,4³⁾ | 8,8 | 13,6 | 18,4 | 23,5 | 32,9 |
| | | | | | | | |
| Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾ | 612 | 617 | 614 | 571 | 552 | 561 | 593 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 63,6 | 87,5 | 106 | 211 | 327 | 434 | 514 |
| Anteil EE, % | 10,4 | 14,2 | 17,3 | 37,0 | 59,2 | 77,4 | 86,7 |
| | | | | | | | |
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 13740 | 11414 | 9697 | 8482 | 7774 |
| Erneuerbare Energien | 665 | 932 | 1326 | 2147 | 2915 | 3556 | 4088 |
| Mineralöl | 5154 | 4678 | 4761 | 3725 | 2904 | 2584 | 2198 |
| Steinkohlen, Sonst., | 1980 | 1992 | 1586 | 1054 | 613 | 319 | 212 |
| Braunkohle | 1596 | 1618 | 1386 | 1068 | 548 | 201 | 0 |
| Erdgas, Erdölgas, Grubengas | 3295 | 3089 | 3285 | 3061 | 2717 | 1821 | 1277 |
| Kernenergie | 1779 | 1533 | 1397 | 360 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Energien, gesamt | 12025 | 11377 | 11017 | 8908 | 6782 | 4925 | 3685 |
| Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁵⁾ | 15,5 | 17,2 | 24,5 | 41,7 | 59,2 | 73,1 | 82,2 |

Fußnoten wie Tabelle 3-2.

Tabelle 29: Eckdaten Szenario E3: wie Szenario E2; zusätzlicher Einsatz von EE im Verkehr nach dem Jahr 2030

| Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050 | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Szenario 2008 - E3 | | | | | | | | | | | |
| PJ/a | 1995 | 2000 | 2005 | 2005 temp. | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Gesamte Endenergie 2005 = 100 | 9322 | 9235 | 9240 | 9385 | 8914 | 8335 | 7818 | 7353 | 6928 | 6157 | 5591 |
| nach Energieträgern | 101 | 100 | 100 | 101,6 | 96,5 | 90,2 | 84,6 | 79,6 | 75,0 | 66,6 | 60,5 |
| Elektrizität | 1649 | 1779 | 1852 | 1852 | 1860 | 1802 | 1737 | 1696 | 1662 | 1622 | 1604 |
| Kollektorwärme | 1 | 4 | 10 | 10 | 21 | 45 | 89 | 150 | 211 | 314 | 391 |
| Geothermie | 1 | 6 | 6 | 6 | 11 | 29 | 77 | 143 | 208 | 295 | 389 |
| Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Offentl. +Industrie) | 70 | 197 | 276 | 285 | 353 | 406 | 445 | 463 | 481 | 499 | 499 |
| EE-Wasserst. für Prozesswärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Fern- +Nahwärme | 279 | 289 | 291 | 303 | 320 | 352 | 422 | 377 | 330 | 284 | 249 |
| Industrielle KWK-Wärme, fossil | 246 | 222 | 197 | 197 | 147 | 131 | 158 | 147 | 133 | 110 | 87 |
| Erdgas (Wärme + Kraftstoff) | 2070 | 2145 | 2185 | 2247 | 2220 | 2130 | 1960 | 1825 | 1730 | 1096 | 822 |
| Steinkohlen | 550 | 425 | 367 | 371 | 292 | 198 | 120 | 100 | 80 | 80 | 80 |
| Mineralöl (Wärme + Kraftstoff) | 4455 | 4158 | 3975 | 4033 | 3470 | 2981 | 2509 | 2119 | 1692 | 1329 | 673 |
| EE-Kraftstoffe (H2 + Bio) | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 260 | 300 | 333 | 401 | 528 | 797 |
| EE-Anteile | | | | | | | | | | | |
| EE-Strom (Endenergie), ges. | 92 | 132 | 229 | 229 | 368 | 519 | 744 | 942 | 1083 | 1392 | 1514 |
| - Anteil an gesamt (%) | 5,6 | 7,4 | 12,3 | 12,3 | 19,8 | 28,8 | 42,8 | 55,6 | 65,2 | 85,8 | 94,4 |
| EE-Wärme, gesamt | 72 | 207 | 292 | 301 | 385 | 480 | 611 | 756 | 900 | 1108 | 1279 |
| - Anteil an gesamt (%) | 1,4 | 4,3 | 6,0 | 6,0 | 8,5 | 11,6 | 15,8 | 20,9 | 26,6 | 39,5 | 52,5 |
| EE-Kraftstoffe | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 260 | 300 | 333 | 401 | 528 | 797 |
| - Anteil an gesamt (%) | 0,0 | 0,3 | 3,2 | 3,2 | 8,8 | 10,9 | 13,6 | 16,3 | 21,3 | 30,5 | 51,4 |
| EE-Gesamt | 165 | 348 | 602 | 610 | 973 | 1259 | 1655 | 2031 | 2384 | 3028 | 3590 |
| Anteil an Endenergie (%) | 1,8 | 3,8 | 6,5 | 6,5 | 10,9 | 15,1 | 21,2 | 27,6 | 34,4 | 49,2 | 64,2 |
| Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b) | 3161 | 3233 | 3162 | 3162 | 2775 | 2254 | 1548 | 1058 | 775 | 313 | 135 |
| Umwandlungsverl. Übrige *) | 823 | 866 | 971 | 971 | 973 | 971 | 989 | 986 | 965 | 994 | 1123 |
| Umwandlungsverl. insgesamt | 3984 | 4099 | 4133 | 4133 | 3749 | 3225 | 2537 | 2044 | 1740 | 1307 | 1258 |
| - Anteil an EEV (%) | 27,9 | 28,5 | 28,6 | 28,3 | 27,3 | 25,5 | 22,2 | 19,6 | 17,9 | 15,4 | 16,0 |
| Nichtenerg. Verbrauch (wie REF) | 963 | 1068 | 1096 | 1096 | 1080 | 1065 | 1050 | 1040 | 1030 | 1015 | 1000 |
| - Anteil an EEV (%) | 6,7 | 7,4 | 7,6 | 7,5 | 7,9 | 8,4 | 9,2 | 10,0 | 10,6 | 12,0 | 12,7 |
| Primärenergie 2005 = 100 | 14269 | 14401 | 14469 | 14613 | 13743 | 12625 | 11405 | 10437 | 9698 | 8478 | 7849 |
| | 99 | 100 | 100 | 101,0 | 95,0 | 87,3 | 78,8 | 72,1 | 67,0 | 58,6 | 54,2 |
| Mineralöl | 5688 | 5470 | 5154 | 5228 | 4761 | 4238 | 3721 | 3299 | 2829 | 2424 | 1719 |
| Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll | 2075 | 2051 | 2010 | 2015 | 1615 | 1296 | 1026 | 827 | 577 | 322 | 208 |
| Braunkohlen | 1734 | 1550 | 1597 | 1597 | 1415 | 1207 | 1012 | 787 | 503 | 183 | 0 |
| Naturgase 1) | 2789 | 3086 | 3295 | 3360 | 3258 | 3205 | 3144 | 2941 | 2799 | 1789 | 1410 |
| Fossile Primärenergie | 12286 | 12157 | 12056 | 12200 | 11048 | 9945 | 8903 | 7853 | 6707 | 4718 | 3336 |
| Kernenergie | 1682 | 1851 | 1779 | 1779 | 1397 | 1010 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| EE- Inland und Import 2) | 284 | 382 | 665 | 665 | 1326 | 1684 | 2149 | 2591 | 2998 | 3764 | 4513 |
| Importsaldo Nicht-EE-Strom | 17 | 11 | -31 | -31 | -29 | -14 | -7 | -7 | -7 | -4 | 0 |
| Anteil EE an EEV (%), (Wirkungsgradmethode) | 2,0 | 2,7 | 4,6 | 4,6 | 9,6 | 13,3 | 18,8 | 24,8 | 30,9 | 44,4 | 57,5 |
| CO2-Emissionen, (Mio t/a) | 883 | 844 | 839 | 848 | 752 | 660 | 574 | 490 | 395 | 251 | 150 |
| 1990 = 100 (993 Mio.t/a) **) | 88,9 | 85,0 | 84,4 | 85,4 | 75,7 | 66,5 | 57,8 | 49,3 | 39,7 | 25,3 | 15,1 |
| Vermied. CO2-Emissionen seit 1990 (Mio. t/a) | 110 | 149 | 154 | 145 | 241 | 333 | 419 | 503 | 598 | 742 | 843 |
| CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ) | 0,0780 | 0,0761 | 0,0765 | 0,0764 | 0,0754 | 0,0743 | 0,0731 | 0,0719 | 0,0695 | 0,0679 | 0,0642 |
| CO2-Intens. ges (Mio t/PJ) | 0,0664 | 0,0633 | 0,0627 | 0,0627 | 0,0594 | 0,0571 | 0,0554 | 0,0521 | 0,0455 | 0,0337 | 0,0219 |
| *) einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der H2-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten | | | | | | | | | | | |
| 1) Erdgas, Erdöl, Gas, Grubengas (ohne Biogas) | | | | | | | | | | | |
| 2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import ! | | | | | | | | | | | |
| einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der REG-H2-Herstellung | | | | | | | | | | | |
| **) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. H2-Hofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo.t) | | | | | | | | | | | |

Aktuell/LE-08-E3; 3.8. 08

Tabelle30: Szenario E3, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

| | 2005 | 2007 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 13743 | 11405 | 9698 | 8478 | 7849 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 665 | 932 | 1326 | 2149 | 2998 | 3764 | 4513 |
| Anteil EE an PEV; % | 4,7 | 6,7 | 9,6 | 18,8 | 30,9 | 44,4 | 57,5 |
| | | | | | | | |
| Endenergie, PJ/a | 9240 | 9423 ⁰⁾ | 8914 | 7818 | 6928 | 6157 | 5591 |
| Endenergie EE, PJ/a | 602 | 807 | 973 | 1654 | 2384 | 3028 | 3590 |
| Anteil EE an EEV; % | 6,6 | 8,6⁰⁾ | 10,9 | 21,1 | 34,4 | 49,2 | 64,2 |
| | | | | | | | |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1852 | 1829 | 1860 | 1737 | 1662 | 1622 | 1604 |
| Strom-End EE, PJ/a/a | 229 | 314 | 368 | 744 | 1083 | 1392 | 1514 |
| Anteil EE, % | 12,3 | 17,2 | 19,8 | 42,8 | 65,2 | 85,8 | 94,4 |
| | | | | | | | |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4859 | 4995 | 4550 | 3877 | 3384 | 2804 | 2437 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 292 | 325 | 385 | 611 | 900 | 1108 | 1279 |
| Anteil EE, % | 6,0 | 6,6 | 8,5 | 15,8 | 26,6 | 39,5 | 52,5 |
| | | | | | | | |
| Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2529 | 2599 | 2513 | 2203 | 1882 | 1730 | 1550 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 81 | 167 | 220 | 300 | 401 | 528 | 797 |
| Anteil EE, % | 3,2 | 6,4³⁾ | 8,8 | 13,6 | 21,3 | 30,5 | 51,4 |
| | | | | | | | |
| Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾ | 612 | 617 | 614 | 571 | 575 | 608 | 699 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 63,6 | 87,5 | 106 | 211 | 349 | 487 | 621 |
| Anteil EE, % | 10,4 | 14,2 | 17,3 | 37,0 | 60,7 | 80,1 | 88,8 |
| | | | | | | | |
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 13743 | 11405 | 9698 | 8478 | 7849 |
| Erneuerbare Energien | 665 | 932 | 1326 | 2149 | 2998 | 3764 | 4513 |
| Mineralöl | 5154 | 4678 | 4761 | 3721 | 2829 | 2424 | 1719 |
| Steinkohlen, Sonst., | 1980 | 1992 | 1586 | 1019 | 570 | 318 | 208 |
| Braunkohle | 1596 | 1618 | 1415 | 1012 | 503 | 183 | 0 |
| Erdgas, Erdölgas, Grubengas | 3295 | 3089 | 3258 | 3144 | 2799 | 1789 | 1410 |
| Kernenergie | 1779 | 1533 | 1397 | 360 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Energien, gesamt | 12025 | 11377 | 11019 | 8896 | 6700 | 4714 | 3336 |
| Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁵⁾ | 15,5 | 17,2 | 24,3 | 41,7 | 60,2 | 74,7 | 85,0 |

Fußnoten wie Tabelle 3-2.

Tabelle 31: Eckdaten Szenario D1: EE-Ausbau wie LEITSZENARIO 2008 ; geringere Effizienzsteigerung

| Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050 | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Szenario 2008 D1 | | | | | | | | | | | |
| PJ/a | 1995 | 2000 | 2005 | 2005 temp. | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Gesamte Endenergie 2005 = 100 | 9322 101 | 9235 100 | 9240 100 | 9385 101,6 | 9254 100,2 | 9073 98,2 | 8937 96,7 | 8747 94,7 | 8490 91,9 | 8125 87,9 | 7719 83,5 |
| nach Energieträgern | | | | | | | | | | | |
| Elektrizität | 1649 | 1779 | 1852 | 1852 | 1893 | 1878 | 1856 | 1842 | 1827 | 1806 | 1777 |
| Kollektorw.ärme | 1 | 4 | 10 | 10 | 21 | 43 | 72 | 110 | 149 | 232 | 340 |
| Geothermie | 1 | 6 | 6 | 6 | 11 | 29 | 62 | 109 | 155 | 240 | 359 |
| Biomassew.ärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie) | 70 | 195 | 276 | 285 | 350 | 394 | 420 | 438 | 456 | 473 | 482 |
| EE-Wasserst. für Prozessw.ärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Fern- +Nahw.ärme | 279 | 289 | 291 | 303 | 292 | 278 | 270 | 282 | 286 | 283 | 275 |
| Industrielle KWK-Wärme, fossil | 246 | 222 | 197 | 197 | 135 | 114 | 114 | 118 | 127 | 128 | 130 |
| Erdgas (Wärme + Kraftstoff) | 2070 | 2145 | 2185 | 2247 | 2230 | 2105 | 1915 | 1810 | 1650 | 1490 | 1210 |
| Steinkohlen | 550 | 425 | 367 | 371 | 315 | 215 | 157 | 146 | 129 | 106 | 80 |
| Mineralöl (Wärme + Kraftstoff) | 4455 | 4160 | 3975 | 4033 | 3788 | 3767 | 3794 | 3603 | 3385 | 2980 | 2583 |
| EE-Kraftstoffe (H2 + Bio) | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 |
| EE-Anteile | | | | | | | | | | | |
| EE-Strom (Endenergie), ges. | 92 | 132 | 229 | 229 | 352 | 459 | 605 | 764 | 896 | 1191 | 1382 |
| - Anteil an gesamt (%) | 5,6 | 7,4 | 12,3 | 12,3 | 18,6 | 24,4 | 32,6 | 41,5 | 49,0 | 66,0 | 77,7 |
| EE-Wärme, gesamt | 72 | 205 | 292 | 301 | 382 | 466 | 554 | 657 | 760 | 945 | 1181 |
| - Anteil an gesamt (%) | 1,4 | 4,3 | 6,0 | 6,0 | 8,0 | 10,1 | 12,2 | 14,9 | 18,0 | 23,9 | 32,0 |
| EE-Kraftstoffe | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 |
| - Anteil an gesamt (%) | 0,0 | 0,3 | 3,2 | 3,2 | 8,4 | 9,7 | 10,9 | 11,6 | 13,3 | 16,4 | 21,5 |
| EE-Gesamt | 165 | 346 | 602 | 610 | 954 | 1175 | 1436 | 1711 | 1981 | 2523 | 3046 |
| Anteil an Endenergie (%) | 1,8 | 3,7 | 6,5 | 6,5 | 10,3 | 12,9 | 16,1 | 19,6 | 23,3 | 31,1 | 39,5 |
| Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b) | 3161 | 3233 | 3162 | 3162 | 2854 | 2487 | 2012 | 1567 | 1256 | 806 | 504 |
| Umwandlungsverl. Übrige *) | 823 | 866 | 971 | 971 | 1001 | 1007 | 1017 | 1017 | 1004 | 1024 | 1100 |
| Umwandlungsverl. insgesamt | 3984 | 4099 | 4133 | 4133 | 3855 | 3494 | 3029 | 2583 | 2260 | 1830 | 1604 |
| - Anteil an EEV (%) | 27,9 | 28,5 | 28,6 | 28,3 | 27,2 | 25,6 | 23,3 | 20,9 | 19,2 | 16,7 | 15,5 |
| Nichtenerg. Verbrauch (wie REF) | 963 | 1068 | 1096 | 1096 | 1080 | 1065 | 1050 | 1040 | 1030 | 1015 | 1000 |
| - Anteil an EEV (%) | 6,7 | 7,4 | 7,6 | 7,5 | 7,6 | 7,8 | 8,1 | 8,4 | 8,7 | 9,3 | 9,7 |
| Primärenergie 2005 = 100 | 14269 99 | 14401 100 | 14469 100 | 14613 101,0 | 14189 98,1 | 13632 94,2 | 13016 90,0 | 12371 85,5 | 11780 81,4 | 10970 75,8 | 10323 71,3 |
| Mineralöl | 5688 | 5470 | 5154 | 5228 | 5087 | 5042 | 5034 | 4823 | 4574 | 4129 | 3694 |
| Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll | 2075 | 2051 | 2010 | 2015 | 1688 | 1407 | 1251 | 1087 | 904 | 698 | 561 |
| Braunkohlen | 1734 | 1550 | 1597 | 1597 | 1415 | 1272 | 1197 | 1052 | 810 | 481 | 217 |
| Naturgase 1) | 2789 | 3086 | 3295 | 3360 | 3316 | 3333 | 3302 | 3208 | 2971 | 2522 | 2064 |
| Fossile Primärenergie | 12286 | 12157 | 12056 | 12200 | 11506 | 11055 | 10784 | 10170 | 9259 | 7829 | 6535 |
| Kernenergie | 1682 | 1851 | 1779 | 1779 | 1397 | 1010 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| EE - Inland und Import 2) | 284 | 382 | 665 | 665 | 1312 | 1589 | 1886 | 2211 | 2529 | 3144 | 3788 |
| Importsaldo Nicht-EE-Strom | 17 | 11 | -31 | -31 | -25 | -22 | -14 | -11 | -7 | -4 | 0 |
| Anteil EE an EEV (%) (Wirkungsgradmethode) | 2,0 | 2,7 | 4,6 | 4,6 | 9,2 | 11,7 | 14,5 | 17,9 | 21,5 | 28,7 | 36,7 |
| CO2-Emissionen, (Mio t/a) | 883 | 844 | 839 | 848 | 785 | 743 | 719 | 668 | 594 | 483 | 386 |
| 1990 = 100 (993 Mio.t/a) **) | 88,9 | 85,0 | 84,4 | 85,4 | 79,1 | 74,8 | 72,4 | 67,3 | 59,9 | 48,7 | 38,8 |
| Vermied. CO2-Emissionen seit 1990 (Mio. t/a) | 110 | 149 | 154 | 145 | 208 | 250 | 274 | 325 | 399 | 510 | 607 |
| CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ) | 0,0780 | 0,0761 | 0,0765 | 0,0764 | 0,0753 | 0,0744 | 0,0739 | 0,0732 | 0,0722 | 0,0709 | 0,0697 |
| CO2-Intens. ges (Mio t/PJ) | 0,0664 | 0,0633 | 0,0627 | 0,0627 | 0,0599 | 0,0591 | 0,0601 | 0,0590 | 0,0553 | 0,0485 | 0,0414 |

*) einschließlich Verluste der Biomassenutzung und der H2-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten

1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogase)

2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import !

einschließlich Verluste der Biomassenutzung und der REG-H2-Herstellung

**) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo. t)

Aktuell/LE-08-D1; 12.6.08

Tabelle 32: Szenario D1, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

| | 2005 | 2007 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 14189 | 13016 | 11780 | 10970 | 10323 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 665 | 932 | 1312 | 1886 | 2529 | 3144 | 3788 |
| Anteil EE an PEV; % | 4,7 | 6,7 | 9,2 | 14,5 | 21,5 | 28,7 | 36,7 |
| | | | | | | | |
| Endenergie, PJ/a | 9240 | 9423 ⁰⁾ | 9254 | 8937 | 8490 | 8125 | 7719 |
| Endenergie EE, PJ/a | 602 | 807 | 954 | 1436 | 1981 | 2523 | 3046 |
| Anteil EE an EEV; % | 6,6 | 8,6⁰⁾ | 10,3 | 16,1 | 23,3 | 31,1 | 39,5 |
| | | | | | | | |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1852 | 1829 | 1893 | 1856 | 1827 | 1806 | 1777 |
| Strom-End EE, PJ/a/a | 229 | 314 | 352 | 605 | 896 | 1191 | 1382 |
| Anteil EE, % | 12,3 | 17,2 | 18,6 | 32,6 | 49,0 | 66,0 | 77,7 |
| | | | | | | | |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4859 | 4995 | 4758 | 4533 | 4225 | 3962 | 3692 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 292 | 325 | 382 | 554 | 760 | 945 | 1181 |
| Anteil EE, % | 6,0 | 6,6 | 8,0 | 12,2 | 18,0 | 23,9 | 32,0 |
| | | | | | | | |
| Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2529 | 2599 | 2604 | 2548 | 2438 | 2356 | 2251 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 81 | 167 | 220 | 277 | 325 | 387 | 483 |
| Anteil EE, % | 3,2 | 6,4³⁾ | 8,4 | 10,9 | 13,3 | 16,4 | 21,5 |
| | | | | | | | |
| Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾ | 612 | 617 | 623 | 604 | 601 | 616 | 641 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 63,6 | 87,5 | 101 | 172 | 275 | 380 | 467 |
| Anteil EE, % | 10,4 | 14,2 | 16,2 | 28,5 | 45,8 | 61,7 | 72,9 |
| | | | | | | | |
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 14189 | 13016 | 11780 | 10970 | 10323 |
| Erneuerbare Energien | 665 | 932 | 1312 | 1886 | 2529 | 3144 | 3788 |
| Mineralöl | 5154 | 4678 | 5087 | 5034 | 4574 | 4129 | 3694 |
| Steinkohlen, Sonst., | 1980 | 1992 | 1663 | 1237 | 897 | 694 | 561 |
| Braunkohle | 1596 | 1618 | 1415 | 1197 | 810 | 481 | 217 |
| Erdgas, Erdölgas, Grubengas | 3295 | 3089 | 3316 | 3302 | 2971 | 2522 | 2064 |
| Kernenergie | 1779 | 1533 | 1397 | 360 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Energien, gesamt | 12025 | 11377 | 11481 | 10770 | 9252 | 7825 | 6535 |
| Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁵⁾ | 15,5 | 17,2 | 20,9 | 27,6 | 40,1 | 51,4 | 61,1 |

Fußnoten wie Tabelle 3-2.

Tabelle 33: Eckdaten Szenario D2: wie Szenario D2; zusätzlich stark kohleorientierter Kraftwerksausbau

| Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050 | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Szenario 2008 D2 (KOHLE) | | | | | | | | | | | |
| PJ/a | 1995 | 2000 | 2005 | 2005 temp. | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Gesamte Endenergie 2005 = 100 | 9322 | 9235 | 9240 | 9385 | 9254 | 9073 | 8937 | 8747 | 8490 | 8125 | 7719 |
| nach Energieträgern | 101 | 100 | 100 | 101,6 | 100,2 | 98,2 | 96,7 | 94,7 | 91,9 | 87,9 | 83,5 |
| Elektrizität | 1649 | 1779 | 1852 | 1852 | 1893 | 1878 | 1856 | 1842 | 1827 | 1806 | 1777 |
| Kollektorwärme | 1 | 4 | 10 | 10 | 21 | 43 | 72 | 110 | 149 | 232 | 340 |
| Geothermie | 1 | 6 | 6 | 6 | 11 | 29 | 62 | 109 | 155 | 240 | 359 |
| Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. + Industrie) | 70 | 195 | 276 | 285 | 350 | 394 | 420 | 438 | 456 | 473 | 482 |
| EE-Wasserst. für Prozesswärme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Fern- + Nahwärme | 279 | 289 | 291 | 303 | 292 | 278 | 270 | 282 | 286 | 283 | 275 |
| Industrielle KWK-Wärme, fossil | 246 | 222 | 197 | 197 | 135 | 114 | 114 | 118 | 127 | 128 | 130 |
| Erdgas (Wärme + Kraftstoff) | 2070 | 2145 | 2185 | 2247 | 2230 | 2105 | 1915 | 1810 | 1650 | 1490 | 1210 |
| Steinkohlen | 550 | 425 | 367 | 371 | 315 | 215 | 157 | 146 | 129 | 106 | 80 |
| Mineralöl (Wärme + Kraftstoff) | 4455 | 4160 | 3975 | 4033 | 3788 | 3767 | 3794 | 3603 | 3385 | 2980 | 2583 |
| EE-Kraftstoffe (H2 + Bio) | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 |
| EE-Anteile | | | | | | | | | | | |
| EE-Strom (Endenergie), ges. | 92 | 132 | 229 | 229 | 352 | 459 | 605 | 764 | 896 | 1191 | 1382 |
| - Anteil an gesamt (%) | 5,6 | 7,4 | 12,3 | 12,3 | 18,6 | 24,4 | 32,6 | 41,5 | 49,0 | 66,0 | 77,7 |
| EE-Wärme, gesamt | 72 | 205 | 292 | 301 | 382 | 466 | 554 | 657 | 760 | 945 | 1181 |
| - Anteil an gesamt (%) | 1,4 | 4,3 | 6,0 | 6,0 | 8,0 | 10,1 | 12,2 | 14,9 | 18,0 | 23,9 | 32,0 |
| EE-Kraftstoffe | 1 | 9 | 81 | 81 | 220 | 250 | 277 | 290 | 325 | 387 | 483 |
| - Anteil an gesamt (%) | 0,0 | 0,3 | 3,2 | 3,2 | 8,4 | 9,7 | 10,9 | 11,6 | 13,3 | 16,4 | 21,5 |
| EE-Gesamt | 165 | 346 | 602 | 610 | 954 | 1175 | 1436 | 1711 | 1981 | 2523 | 3046 |
| Anteil an Endenergie (%) | 1,8 | 3,7 | 6,5 | 6,5 | 10,3 | 12,9 | 16,1 | 19,6 | 23,3 | 31,1 | 39,5 |
| Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b) | 3161 | 3233 | 3162 | 3162 | 2861 | 2505 | 2044 | 1606 | 1301 | 840 | 525 |
| Umwandlungsverl. übrige *) | 823 | 866 | 971 | 971 | 1005 | 1014 | 1028 | 1029 | 1018 | 1034 | 1108 |
| Umwandlungsverl. insgesamt | 3984 | 4099 | 4133 | 4133 | 3865 | 3519 | 3071 | 2635 | 2319 | 1874 | 1632 |
| - Anteil an EEV (%) | 27,9 | 28,5 | 28,6 | 28,3 | 27,2 | 25,8 | 23,5 | 21,2 | 19,6 | 17,0 | 15,8 |
| Nichtenerg. Verbrauch (wie REF) | 963 | 1068 | 1096 | 1096 | 1080 | 1065 | 1050 | 1040 | 1030 | 1015 | 1000 |
| - Anteil an EEV (%) | 6,7 | 7,4 | 7,6 | 7,5 | 7,6 | 7,8 | 8,0 | 8,4 | 8,7 | 9,2 | 9,7 |
| Primärenergie 2005 = 100 | 14269 | 14401 | 14469 | 14613 | 14200 | 13657 | 13058 | 12422 | 11839 | 11014 | 10352 |
| | 99 | 100 | 100 | 101,0 | 98,1 | 94,4 | 90,2 | 85,9 | 81,8 | 76,1 | 71,5 |
| Mineralöl | 5688 | 5470 | 5154 | 5228 | 5087 | 5042 | 5034 | 4823 | 4574 | 4129 | 3694 |
| Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll | 2075 | 2051 | 2010 | 2015 | 1756 | 1622 | 1539 | 1419 | 1249 | 969 | 741 |
| Braunkohlen | 1734 | 1550 | 1597 | 1597 | 1511 | 1422 | 1401 | 1290 | 1091 | 680 | 407 |
| Naturgase 1) | 2789 | 3086 | 3295 | 3360 | 3162 | 2994 | 2853 | 2690 | 2404 | 2096 | 1721 |
| Fossile Primärenergie | 12286 | 12157 | 12056 | 12200 | 11516 | 11080 | 10826 | 10222 | 9317 | 7874 | 6564 |
| Kernenergie | 1682 | 1851 | 1779 | 1779 | 1397 | 1010 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| EE- Inland und Import 2) | 284 | 382 | 665 | 665 | 1312 | 1589 | 1886 | 2211 | 2529 | 3144 | 3788 |
| Importsaldo Nicht-EE-Strom | 17 | 11 | -31 | -31 | -25 | -22 | -14 | -11 | -7 | -4 | 0 |
| Anteil EE an EEV (%), (Wirkungsgradmethode) | 2,0 | 2,7 | 4,6 | 4,6 | 9,2 | 11,6 | 14,4 | 17,8 | 21,4 | 28,5 | 36,6 |
| CO2-Emissionen, (Mio t/a) | 883 | 844 | 839 | 848 | 794 | 760 | 743 | 696 | 626 | 507 | 404 |
| 1990 = 100 (993 Mio.t/a) **) | 88,9 | 85,0 | 84,4 | 85,4 | 79,9 | 76,6 | 74,8 | 70,1 | 63,0 | 51,0 | 40,7 |
| Vermied. CO2-Emissionen seit 1990 (Mio. t/a) | 110 | 149 | 154 | 145 | 199 | 233 | 250 | 297 | 367 | 486 | 589 |
| CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ) | 0,0780 | 0,0761 | 0,0765 | 0,0764 | 0,0761 | 0,0759 | 0,0760 | 0,0758 | 0,0755 | 0,0739 | 0,0727 |
| CO2-Intens. ges (Mio t/PJ) | 0,0664 | 0,0633 | 0,0627 | 0,0627 | 0,0605 | 0,0604 | 0,0619 | 0,0612 | 0,0579 | 0,0507 | 0,0432 |

*) einschließlich Verluste der Biomassenutzung und der H2-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten

1) Erdgas, Erdölgas, Grubengas (ohne Biogase)

2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import !

einschließlich Verluste der Biomassenutzung und der REG-H2-Herstellung

**) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo. t)

Aktuell/LE-08-D2; 14.6.08

Tabelle 34: Eckdaten des Szenario D2, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

| | 2005 | 2007 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 14200 | 13058 | 11839 | 11014 | 10352 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 665 | 932 | 1312 | 1886 | 2529 | 3144 | 3788 |
| Anteil EE an PEV; % | 4,7 | 6,7 | 9,2 | 14,4 | 21,4 | 28,5 | 36,3 |
| Endenergie, PJ/a | 9240 | 9423 ⁰⁾ | 9254 | 8937 | 8490 | 8125 | 7719 |
| Endenergie EE, PJ/a | 602 | 807 | 954 | 1436 | 1981 | 2523 | 3046 |
| Anteil EE an EEV; % | 6,6 | 8,6⁰⁾ | 10,3 | 16,1 | 23,3 | 31,1 | 39,5 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1852 | 1829 | 1893 | 1856 | 1827 | 1806 | 1777 |
| Strom-End EE, PJ/a/a | 229 | 314 | 352 | 605 | 896 | 1191 | 1382 |
| Anteil EE, % | 12,3 | 17,2 | 18,6 | 32,6 | 49,0 | 66,0 | 77,7 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4859 | 4995 | 4758 | 4533 | 4225 | 3962 | 3692 |
| Wärme-End EE, PJ/a | 292 | 325 | 382 | 554 | 760 | 945 | 1181 |
| Anteil EE, % | 6,0 | 6,6 | 8,0 | 12,2 | 18,0 | 23,9 | 32,0 |
| Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2529 | 2599 | 2604 | 2548 | 2438 | 2356 | 2251 |
| Kraftstoffe EE, PJ/a | 81 | 167 | 220 | 277 | 325 | 387 | 483 |
| Anteil EE, % | 3,2 | 6,4³⁾ | 8,4 | 10,9 | 13,3 | 16,4 | 21,5 |
| Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾ | 612 | 617 | 623 | 604 | 601 | 616 | 641 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 63,6 | 87,5 | 101 | 172 | 275 | 380 | 467 |
| Anteil EE, % | 10,4 | 14,2 | 16,2 | 28,5 | 45,8 | 61,7 | 72,9 |
| Primärenergie, PJ/a | 14469 | 13842 | 14200 | 13058 | 11839 | 11014 | 10352 |
| Erneuerbare Energien | 665 | 932 | 1312 | 1886 | 2529 | 3144 | 3788 |
| Mineralöl | 5154 | 4678 | 5087 | 5034 | 4574 | 4129 | 3694 |
| Steinkohlen, Sonst., | 1980 | 1992 | 1731 | 1525 | 1242 | 965 | 741 |
| Braunkohle | 1596 | 1618 | 1511 | 1401 | 1091 | 680 | 407 |
| Erdgas, Erdölgas, Grubengas | 3295 | 3089 | 3162 | 2853 | 2404 | 2096 | 1721 |
| Kernenergie | 1779 | 1533 | 1397 | 360 | 0 | 0 | 0 |
| Fossile Energien, gesamt | 12025 | 11377 | 11491 | 10812 | 9310 | 7870 | 6564 |
| Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁵⁾ | 15,5 | 17,2 | 20,0 | 25,2 | 37,0 | 48,9 | 59,3 |

Fußnoten wie Tabelle 3-2.



**Langfristszenarien und Strategien
für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland
bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global**

„Leitstudie 2010“

BMU - FKZ 03MAP146

Arbeitsgemeinschaft

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel
Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow

Bearbeiter:

Dr. Joachim Nitsch, Dr. Thomas Pregger, Yvonne Scholz, Dr. Tobias Naegler (DLR)
Dr. Michael Sterner, Norman Gerhardt, Amany von Oehsen, Dr. Carsten Pape,
Yves-Marie Saint-Drenan (IWES)
Dr. Bernd Wenzel (IFNE)

Dezember 2010

Zusammenfassung der Ergebnisse der Leitstudie 2010

1 Ausgangssituation

Seit etwa einem Jahrzehnt steht Klimapolitik und darunter insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energien (EE) in immer deutlicherer Ausprägung auf der politischen Agenda der EU und Deutschlands. Dieses Vorhaben führt Arbeiten weiter, die dazu in dieser Zeit vom DLR mit wechselnden Projektpartnern für das BMU und das UBA durchgeführt werden. Die früheren Szenarien zielten im Wesentlichen darauf, ein in sich konsistentes Mengengerüst des EE-Ausbaus und der restlichen Energieversorgung darzustellen und daraus die strukturellen und ökonomischen Wirkungen dieses Ausbaus abzuleiten und zu diskutieren. Im Rahmen dieses Vorhabens erfolgt **eine wesentlich intensivere Durchdringung der Struktur der zukünftigen Energieversorgung**. Dazu führen die Projektpartner DLR Stuttgart und Fraunhofer IWES Kassel eine vollständige dynamische und teilweise räumlich aufgegliederte Simulation der Stromversorgung durch. Diese vertiefte Analyse ist erforderlich, wenn die Wirkungen deutlich wachsender Anteile an der Energieversorgung angemessen beschrieben werden sollen und ist Voraussetzung für den Entwurf von Szenarien, die eine EE-Vollversorgung anstreben. Der vorliegende Bericht ist nach dem „Leitszenario 2009“ und dem Bericht „EEG-Wirkungen bis 2030“ der dritte Bericht im Rahmen des Vorhabens, das im Zeitraum 2009 bis 2011 bearbeitet wird.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Es werden aufbauend auf den bisherigen Leitszenarien 2007 bis 2009 zunächst drei Basis-Szenarienvarianten (BSZ) erstellt:

- **Basisszenario 2010 A:** Zugrunde liegen die bisherigen Restlaufzeiten der Kernkraftwerke. Der Anteil der Elektromobilität an der Verkehrsleistung des Individualverkehrs steigt bis 2050 auf 33%.
- **Basisszenario 2010 B:** Auch hier liegen die bisherigen Restlaufzeiten der Kernkraftwerke zugrunde. Der Anteil der Elektromobilität an der Verkehrsleistung des Individualverkehrs steigt bis 2050 auf 66%. Der höhere Strombedarf gegenüber Variante A wird durch zusätzlichen EE-Strom gedeckt.
- **Basisszenario 2010 C:** Laufzeitverlängerung der Kernenergie gemäß des Beschlusses der Bundesregierung vom 28.9.2010 von im Mittel 12 Jahren. Alle anderen Annahmen, insbesondere der EE-Zubau, entsprechen den Werten des Basisszenarios 2010 A. Da die Modellierungsarbeiten im Projekt bereits 2009 begannen, sind die Basisszenarien A und B im Bericht ausführlicher dargestellt als das Szenario C, für dessen Berechnung nur wenige Wochen zur Verfügung standen. Im weiteren Projektverlauf wird die Entscheidung zur Laufzeitverlängerung Grundlage für die weiteren Analysen sein.

Als **Szenario B-100%-S/H2** wird, aufbauend auf Basisszenario 2010 B, zusätzlich ein Szenario einer 100%igen erneuerbaren Stromversorgung bis 2050 berechnet. Für die 100%ige Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien wird EE-Wasserstoff als chemischer Energiespeicher eingesetzt. Außerdem erfolgt ein Ausblick auf eine denkbare enge Vernetzung von Strom- und Gasnetzen mittels EE-Methan.

Die Szenarien weisen Wege auf, wie die im Energiekonzept der Bundesregierung erläuterte Klimaschutzstrategie schrittweise umgesetzt werden kann. Sie erweitern das für das Ener-

giekonzept erstellte Szenarienspektrum; sie zeigen teilweise damit übereinstimmende Strategien, fügen aber auch davon abweichende Lösungsvorschläge hinzu. Als zielorientierte Szenarien zeigen sie auf, wie das klimapolitische Ziel der Emissionsreduktion bis 2050 um 85% für CO₂ bzw. um 80 % für THG (alle Treibhausgase) erreicht werden kann und wie dazu die im Energiekonzept definierten EE-Ausbauziele umgesetzt werden können.

2.2 Die demografischen, strukturellen und ökonomischen Eckdaten, die das volkswirtschaftliche Aktivitätsniveau und damit auch die Energienachfrage bestimmen, entsprechen in dieser Untersuchung weitgehend denjenigen, die auch für die Szenarien des Energiekonzepts der Bundesregierung verwandt wurden. Damit ist eine gute Vergleichbarkeit gegeben, zumal andere aktuelle Untersuchungen von ähnlichen Entwicklungen ausgehen. In den Basisszenarien wächst das Bruttoinlandsprodukt (ausgehend vom Niveau 2009) bis 2020 um durchschnittlich 1,1% pro Jahr und zwischen 2020 und 2050 um durchschnittlich 0,85 % pro Jahr. Es ist somit im Jahr 2050 um knapp 50% höher als 2009.

2.3 Aus dem volkswirtschaftlichen Aktivitätsniveau und der aus Gründen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung angestrebten Reduktion des Energieverbrauchs lassen sich die notwendigen Steigerungsraten der Energieproduktivität ableiten. Im langjährigen Mittel stieg die Primärenergieproduktivität um 1,8% pro Jahr. In den Basisszenarien 2010 wird von einer Anhebung der **mittleren Steigerungsrate der Primärenergieproduktivität auf 2,7% pro Jahr bis 2020** (bezogen auf die Endenergie um 2,1% pro Jahr) ausgegangen. Diese um 50% erhöhte Steigerungsrate verlangt eine deutliche Intensivierung von Effizienzbemühungen in allen Sektoren. Auch nach 2020 dürfen die Effizienzanstrengungen nicht nachlassen, damit ein weiterer Rückgang des Primärenergieeinsatzes erreicht werden kann. Zwischen 2020 und 2030 sollte die Energieproduktivität weiter mit rund 2,5% pro Jahr wachsen.

2.4 In den Basisszenarien sinkt der Bruttostromverbrauch im Vergleich zum Wert des Jahres 2008 (615 TWh/a) bis 2020 um ca. 8% (567 TWh/a) und geht bis 2030 weiter auf 535 TWh/a zurück. Danach bleibt er im Wesentlichen konstant (vgl. **Abbildung 1**: Kurve „Basis A ohne Strom für Wasserstoff“). Das Wachstum „neuer“ Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen und das Wachstum der Stromnachfrage im Bahnverkehr kompensieren in den Szenarien die weiteren Effizienzsteigerungen bei anderen Anwendern. Im Jahr 2030 kommen in den Basisszenarien bereits 65% des Stroms aus erneuerbaren Energien. Diese Tatsache erlaubt den zügigen Ausbau der „neuen“ Stromverbraucher und die **Erschließung neuer Anwendungsfelder für den Stromeinsatz**. Als weiterer zusätzlicher „Verbraucher“ für EE-Strom tritt daher ab 2030 die Elektrolyse zur Bereitstellung von Wasserstoff hinzu, die im Jahr 2050 zu einer zusätzlichen Stromnachfrage von 100 TWh/a führt. Das Ende September 2010 im Energiekonzept der Bundesregierung verankerte Ziel, den Stromverbrauch in Deutschland bis 2050 um ein Viertel gegenüber 2008 zu senken, konnte in den vorliegenden Szenarienrechnungen noch keine Berücksichtigung finden, da diese bereits 2009 begonnen und Ende September 2010 weit fortgeschritten waren. Es soll aber im weiteren Projektverlauf aufgegriffen werden.

2.5 Mit den Annahmen zur **Entwicklung der Preise fossiler Energieträger und von CO₂-Zertifikaten** werden wesentliche Größen für die zukünftige Entwicklung des Energiepreisniveaus und damit auch für die Beurteilung der Kosten des EE-Ausbaus vorgegeben. Die Basis dafür sind, mit geringen Anpassungen, die bereits in der Leitstudie 2008 verwendeten **Preispfade A: „Deutlicher Anstieg“ und B: „Mäßiger Anstieg“**. Die Entwicklung der

Brennstoffpreise frei Kraftwerk als wesentliche Leitgröße zeigt **Abbildung 2** im Vergleich zu aktuellen Preisannahmen des Öko-Instituts und der Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung. Die Pfade A und B definieren einen Korridor steigender Brennstoffpreise, der in 2050 von einem etwa 1,7-fachen (Pfad B) bis knapp 3-fachen (Pfad A) Anstieg (in realen Preisen) gegenüber 2009 ausgeht.

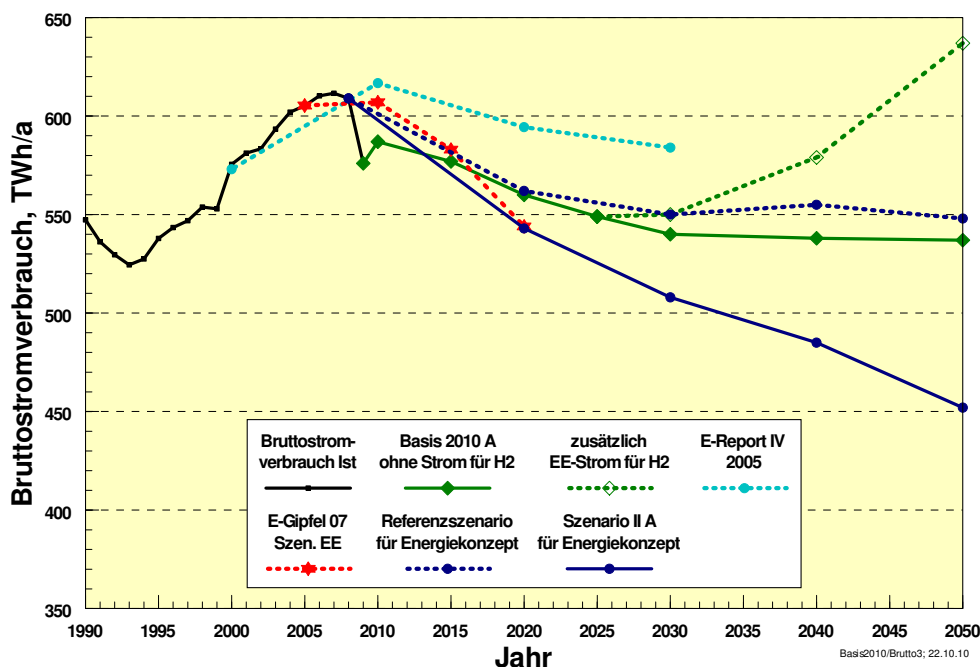


Abbildung 1: Bisheriger Bruttostromverbrauch und Annahmen zum zukünftigen Verbrauch in Basisszenario 2010 A im Vergleich zu weiteren Untersuchungen

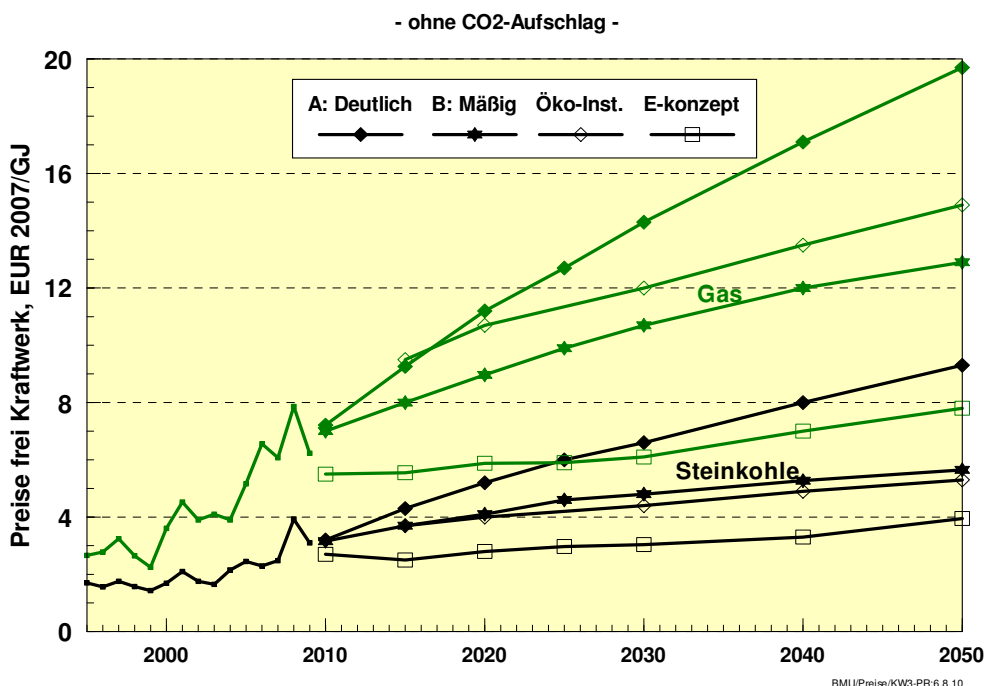


Abbildung 2: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Preispfade A und B, nach Angaben des Öko-Instituts und in den Szenarien für das Energiekonzept 2010

Die angesetzten Preisanstiege für die Kraftwerksbrennstoffe Steinkohle und Erdgas liegen deutlich über denjenigen der Szenarien für das Energiekonzept. Weiterhin sind Annahmen zur Entwicklung der Preise von CO₂-Zertifikaten von Bedeutung. Die jeweiligen CO₂-Preise für die Leitszenarien lauten für den Preispfad A (Preispfad B in Klammern) für 2010: 25 €/2007/t CO₂ (21); für 2020: 40 (31), für 2030: 52 (36), für 2040: 62 (42) und für 2050: 73 (47).

3 Die Basisszenarien 2010

3.1 Bis 2050 zeigen sich in den Basisszenarien beträchtliche Veränderungen im Umwandlungsbereich. Die hohen Umwandlungsverluste reduzieren sich deutlich. Wesentliche Ursache dafür ist der deutliche Ausbau der EE-Stromerzeugung und der damit verbundene starke Rückgang von Kondensationskraftwerken. Ihr Anteil sinkt im Basisszenario 2010 A von derzeit 75% (fossil und nuklear) bis 2020 auf 47% und auf 20% bis 2030. Im Jahr 2050 ist Kondensationsstrom nur noch aus flexiblen Gaskraftwerken zur Bereitstellung gesicherter Leistung von Bedeutung. Die weiteren fossil gefeuerten Kraftwerke (Kohle und Gas) werden in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt, deren Beitrag gegenüber 2009 bis 2030 um 65% steigt und dort ein Maximum erreicht. Der Hauptbeitrag der Stromerzeugung wird danach von den EE erbracht. Diese Entwicklung trägt, neben den deutlichen Effizienzsteigerungen beim Endverbraucher, **zum deutlichen Rückgang des Primärenergieeinsatzes** bei (**Abbildung 3**). Der Primärenergieverbrauch im Basisszenario 2010 A sinkt bis 2020 auf 84% des 2009er Niveaus und bis 2050 auf 56%.

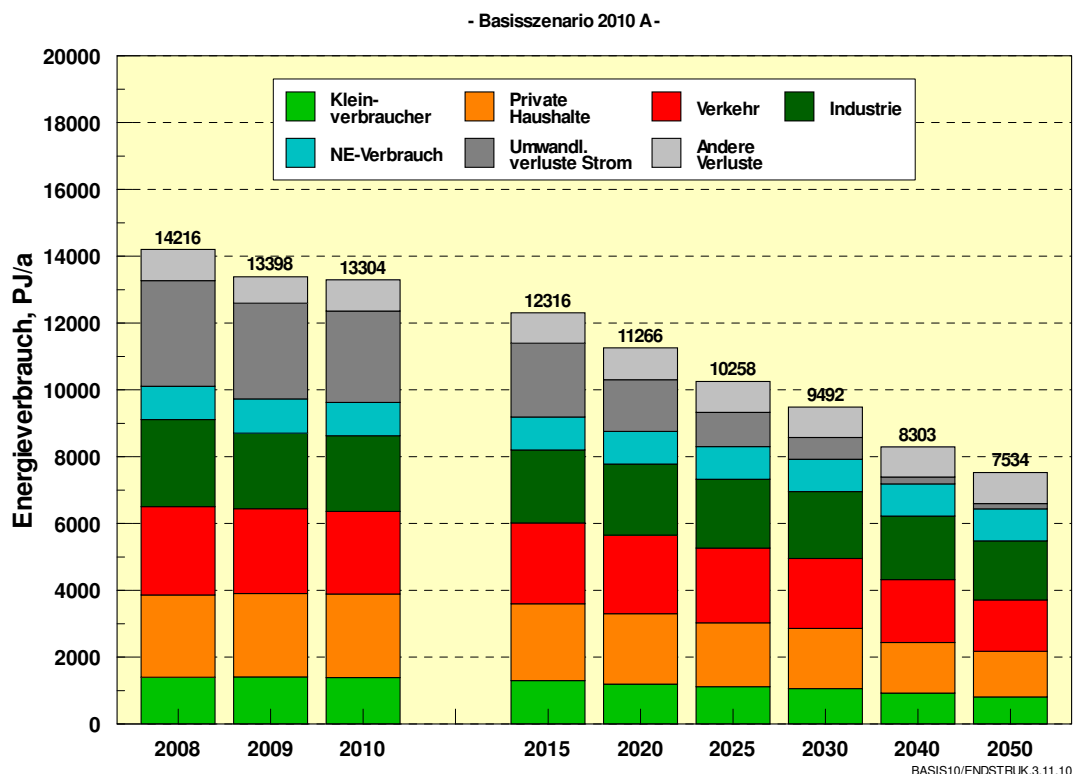


Abbildung 3: Entwicklung des End- und Primärenergieverbrauchs im Basisszenario 2010 A

3.2 Am **Rückgang der Endenergie** um rund 1060 PJ/a (bzw. -12%) zwischen 2009 (temperaturbereinigter Wert) und 2020 sind die privaten Haushalte mit 480 PJ/a am stärksten betei-

ligt. Es folgen die Kleinverbraucher (Handel, Gewerbe, Dienstleistungen) mit 245 PJ/a und der Verkehr mit 190 PJ/a. Längerfristig wirkt sich insbesondere die unterstellte vollständige Sanierung des Gebäudebestands stark verbrauchsmindernd aus. Bis 2050 sinkt der gesamte Endenergieverbrauch um 38% (gegenüber 2009). Für private Haushalte beträgt die Reduktion 47%, für Kleinverbraucher 44%, für Verkehr 40% und für die Industrie 22%. Bis 2020 verringert sich der Import fossiler Energien auf 7565 PJ/a, die Importquote sinkt auf 67% (2009: 9640 PJ/a; Importquote 72%). Im Jahr 2050 werden mit 3400 PJ/a fossile Energieimporte noch 32% der heutigen Menge importiert, was einer Importquote von 45% entspricht. Mit dem **Rückgang der Importmenge** ist eine deutliche Verringerung der Kohlenstoffintensität des fossilen Beitrags verbunden. Der importierte Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund (ggf. auch aus Nordafrika und Osteuropa) beläuft sich im Jahr 2050 auf 445 PJ/a (entsprechend 124 TWh/a Strom), womit die gesamte Importquote 52% beträgt.

3.3 Im Basisszenario 2010 A werden bis 2050 (gegenüber 2009) 596 Mio. t CO₂/a vermieden, womit gegenüber 1990 eine **85%ige CO₂-Reduktion** erreicht wird. Aus Effizienzsteigerungen stammen 294 Mio. t CO₂/a und aus dem weiteren EE-Ausbau 302 Mio. t CO₂/a. Der volle Einsatz beider Teilstrategien wird also benötigt, um rechtzeitig und dauerhaft eine klimaschonende Energieversorgung zu schaffen. Wegen des Kernenergieausbaus und der damit einhergehenden relativ langsameren Reduktion der CO₂-Emissionen im Stromsektor ist mittelfristig die CO₂-Reduktion im Wärmesektor mit einer Verringerung um 41% gegenüber 2009 von großer Bedeutung für das Erreichen des Zwischenziels 2020. An der bis 2050 erreichten Reduktionsmenge (596 Mio. t CO₂/a) sind die Stromerzeugung mit 44%, der Wärmesektor mit 36% und der Verkehrssektor mit 20% beteiligt. Die **gesamten Treibhausgasemissionen** verringern sich in den Basisszenarien bis 2050 (gegenüber 1990) **um 81%**.

3.4 Im Basisszenario 2010 A erreichen die EE im Jahr 2020 einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 19% (Wirkungsgradmethode). Die einzelnen Einsatzbereiche tragen in unterschiedlichem Maße zum EE-Anteil an der Energieversorgung bei, mit einer deutlichen Führerschaft im Strombereich. Im Jahr 2020 decken EE 40% des Bruttostromverbrauchs, 18,1% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 10,3% des gesamten Kraftstoffbedarfs. Am gesamten Endenergieverbrauch des Jahres 2020 sind die EE mit 22% beteiligt. Der von der EU-Richtlinie geforderte Anteil von 18% (am Bruttoendenergieverbrauch) für 2020 wird mit 21,2% übertroffen. Nach 2020 beginnen die **EE sich in ihrer Gesamtheit zur dominierenden Energiequelle** zu entwickeln. Ihr Primärenergieanteil steigt bis 2050 auf knapp 55%. Damit ist der Umbau der Energieversorgung schon sehr weit fortgeschritten. Strom wird dann zu 86% (Bruttostromverbrauch) aus EE bereitgestellt. Im Wärmebereich wird gut die Hälfte der Nachfrage mit EE gedeckt. Auch im Verkehr ist der EE-Beitrag (ohne Stromanteil) mit 42% des Kraftstoffbedarfs bereits beträchtlich (**Tabelle 1**).

3.5 Der Beitrag der EE zur Stromversorgung steigt von 94,8 TWh/a im Jahr 2009 auf 227 TWh/a in 2020, was einem Anteil von 40% entspricht. Mit einer Wachstumsrate von durchschnittlich 18%/a wächst die Fotovoltaik, bei kurzfristig sehr starken Anstiegen, in diesem Zeitabschnitt am deutlichsten. Dieser Wert entspricht etwa demjenigen der Windenergie im letzten Jahrzehnt. Nach 2020 wächst die EE-Strombereitstellung weiter mit einer Wachstumsrate von 4%/a. Im Jahr 2030 decken EE 65% der Stromversorgung. Die Wachstumsdynamik wird überwiegend von der Windenergie und der Solarstrahlung (Fotovoltaik und solarthermischer Strom) getragen, während das Potenzial der Biomasse im Rahmen der hier gesetzten Potenzialbegrenzungen um 2030 mit rund 60 TWh/a ausgeschöpft sein wird.

Tabelle 1: Eckdaten des Basisszenarios 2010 A, speziell Beiträge und Anteile der EE

| | 2008*) | 2009*) | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14216 | 13398 | 13304 | 11266 | 9492 | 8303 | 7534 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 2957 | 3661 | 4128 |
| Anteil EE an PEV, % | 8,1 | 8,7 | 9,5 | 18,9 | 31,2 | 44,1 | 54,8 |
| Endenergie, PJ/a | 9098 | 8714 | 8630 | 7783 | 6958 | 6228 | 5485 |
| Endenergie EE, PJ/a | 841 | 876 | 945 | 1710 | 2411 | 3021 | 3418 |
| Anteil EE an EEV, % | 9,2 | 10,1 | 11,0 | 22,0 | 34,6 | 48,5 | 62,3 |
| Anteil EE an BEEV **), % | 8,9 | 9,7 | 10,6 | 21,2 | 33,3 | 46,7 | 60,0 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1906 | 1793 | 1822 | 1728 | 1667 | 1670 | 1678 |
| Strom Endenergie EE, PJ/a | 335 | 341 | 373 | 793 | 1167 | 1488 | 1546 |
| Anteil EE, % | 17,6 | 19,0 | 20,5 | 45,9 | 70,0 | 89,1 | 92,1 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4606 | 4435 | 4391 | 3787 | 3316 | 2822 | 2450 |
| Wärme Endenergie EE, PJ/a | 374 | 414 | 434 | 684 | 919 | 1125 | 1298 |
| Anteil EE, % | 8,1 | 9,3 | 9,9 | 18,1 | 27,7 | 39,9 | 53,0 |
| Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2589 | 2486 | 2417 | 2268 | 1975 | 1735 | 1358 |
| Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a | 132 | 121 | 138 | 233 | 325 | 408 | 574 |
| Anteil EE, % | 5,1 | 4,9 | 5,7 | 10,3 | 16,5 | 23,5 | 42,3 |
| Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾ | 615 | 582 | 594 | 567 | 558 | 587 | 645 |
| EE-Stromerzeugung, TWh/a | 93,3 | 94,8 | 108 | 227 | 361 | 485 | 556 |
| Anteil EE, % | 15,2 | 16,3 | 18,2 | 40,0 | 64,7 | 82,6 | 86,2 |
| Primärenergie, PJ/a | 14216 | 13398 | 13304 | 11266 | 9492 | 8303 | 7534 |
| Erneuerbare Energien | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 2957 | 3661 | 4128 |
| Mineralöl | 4905 | 4670 | 4686 | 3806 | 3022 | 2476 | 1756 |
| Kohlen ⁵⁾ | 3483 | 3156 | 3028 | 2230 | 1130 | 373 | 187 |
| Erdgas, Erdöl, Grubengas | 3058 | 2937 | 2902 | 2803 | 2383 | 1793 | 1463 |
| Fossile Energien, gesamt | 11446 | 10763 | 10616 | 8839 | 6535 | 4643 | 3407 |
| Kernenergie | 1623 | 1472 | 1418 | 295 | 0 | 0 | 0 |
| CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a | 797 | 739 | 729 | 585 | 394 | 243 | 152 |
| Verringerung seit 1990, % ⁶⁾ | 20,3 | 26,1 | 27,1 | 41,5 | 60,6 | 75,7 | 84,8 |
| Durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a | 109 | 110 | 119 | 217 | 291 | 379 | 411 |
| THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁷⁾ | 988 | 905 | 893 | 710 | 498 | 336 | 233 |
| Verringerung seit 1990, % | 18,4 | 25,3 | 26,3 | 41,4 | 58,9 | 72,3 | 80,7 |

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode

²⁾ nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung

³⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁴⁾ Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschließlich Verbrauch für H₂

⁵⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossiles Stromimportsaldo (ohne EE-Import)

⁶⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁷⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

*) Datenstand: Ende August 2010. Von BMU/AGEE-Stat danach veröffentlichte Angaben zu den EE (vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) können aufgrund ihrer lfd. Aktualisierung hiervon abweichen.

**) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken

Für die gesamte EE-Stromerzeugung beginnt ab 2020 auch der Import von EE-Strom im Rahmen eines europäischen Stromverbunds eine Rolle zu spielen. Im Jahr 2030 werden mit

19 TWh/a 6% des in Deutschland verbrauchten EE-Stroms importiert (bezogen auf den Gesamtstromverbrauch 3,3%), 2050 sind es 124 TWh/a bzw. 19% des Gesamtverbrauchs.

3.6 Wegen des deutlichen EE-Ausbaus geht die **Auslastung fossiler Kraftwerke** zurück von durchschnittlich 5400 h/a im Jahr 2009 auf ~5000 h/a im Jahr 2020; danach wird der Rückgang noch deutlicher (2030: ~3770 h/a; 2050: ~2000 h/a). Längerfristig steigt dagegen die mittlere Auslastung der EE insgesamt wegen des deutlichen Wachstums von Offshore-Windanlagen und des Imports von EE-Strom aus Gebieten mit günstiger Angebotscharakteristik. Im Jahr 2030 liegt sie bei 2200 h/a und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 2850 h/a. Darin zeigt sich eine gewisse **Vergleichmäßigung des EE-Angebots**, welche die Integration in die Stromversorgung erleichtert.

3.7 Entsprechend ändert sich auch die **installierte Leistung** der fossilen Kondensationskraftwerke (**Tabelle 2**). Die Leistung reiner fossiler Kondensationskraftwerke sinkt von derzeit 60 GW auf 48 GW im Jahr 2020 und auf 29 GW im Jahr 2030. Sie ist dann nur noch geringfügig höher als die Leistung der fossilen KWK-Anlagen, die – dem angestrebten Ausbauziel entsprechend – bis 2030 auf knapp 26 GW steigt. Bis 2020 werden im Basisszenario 2010 A insgesamt 27 GW fossile Altkraftwerke stillgelegt. Der Neubau fossiler Kraftwerke muss mit 18 GW (davon 11 GW in KWK) sehr restriktiv gehandhabt werden. Im Jahr 2050 verbleibt noch eine fossile Gesamtleistung von knapp 40 GW, die zusammen mit anderen Maßnahmen zum Lastmanagement des EE-Angebots dienen.

Tabelle 2: Leistungen in Kondensationskraftwerken und KWK-Anlagen, Basisszenario 2010 A

| GW | 2008 | 2009 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Kohlen | 52,8 | 52,8 | 51,1 | 42,9 | 27,6 | 14,2 | 9,6 |
| - davon Kondensations-KW | 40,6 | 40,2 | 39,4 | 30,8 | 16,3 | 5,3 | 3,8 |
| - davon KWK | 12,2 | 12,6 | 11,7 | 12,1 | 11,3 | 8,9 | 5,8 |
| Erdgas/Öl | 28,0 | 27,0 | 26,8 | 29,3 | 26,8 | 28,3 | 29,9 |
| - davon Kondensations-KW | 20,9 | 19,9 | 18,6 | 17,3 | 12,4 | 12,4 | 12,4 |
| - davon KWK | 7,1 | 7,1 | 8,2 | 12,0 | 14,4 | 15,9 | 17,5 |
| Fossil gesamt | 80,8 | 79,8 | 77,9 | 72,2 | 54,4 | 42,5 | 39,5 |
| -davon Kondensations-KW | 61,5 | 60,1 | 58,0 | 48,1 | 28,7 | 17,7 | 16,2 |
| - davon KWK | 19,3 | 19,7 | 19,9 | 24,1 | 25,7 | 24,8 | 23,3 |
| KWK gesamt; (einschl. Biomasse und Geothermie) | 23,5 | 24,3 | 25,0 | 32,3 | 35,7 | 36,0 | 35,5 |
| Kernenergie | 21,4 | 21,4 | 19,6 | 4,0 | 0 | 0 | 0 |
| Erneuerbare Energien *) | 38,4 | 44,5 | 55,5 | 111,2 | 147,9 | 174,2 | 185,0 |
| Gesamte Leistung | 140,6 | 145,7 | 153,0 | 187,4 | 202,3 | 216,7 | 224,5 |

*) ohne Leistung für biogenen Abfall in Müll-HKW

3.8 Im **Basisszenario 2010 C** wird der Kernenergieausstieg entsprechend dem aktuellen Beschluss vom 28. September um 8 bis 14 Jahre verschoben. Die sonstigen Rahmenbedingungen und die EE-Stromerzeugung bleiben unverändert. Damit werden in 2020 rund 113 TWh/a mehr Kernenergiestrom bereitgestellt als im Basisszenario 2010 A, entsprechend weniger Strom aus fossilen Kraftwerken wird benötigt. Die **resultierenden Kraftwerksleistungen** zeigt **Tabelle 3** (vgl. Tabelle 2 für Basisszenario 2010 A). Im Jahr 2020 werden nur noch 28 GW Leistung an fossilen Kondensationskraftwerken benötigt, bis zu diesem Zeitpunkt sind 39 GW an fossilen Großkraftwerken stillzulegen; maximal 7,6 GW können an

größeren fossilen Neukraftwerken neu hinzukommen, sie sollten ausschließlich als KWK-Anlagen errichtet werden. Mit den vermutlich bis 2015 in Betrieb gehenden aktuellen Neubauten in Höhe von 14,8 GW ist dieser „zulässige“ Wert bereits deutlich überschritten. Im Falle ihrer Inbetriebnahme ist ihre Wirtschaftlichkeit wegen zu geringer Auslastung nicht gesichert. Diese Gefahr wird von Stadtwerken und anderen unabhängigen Stromerzeugern derzeit gesehen. Wird am **EEG und insbesondere dem hierin verankerten Einspeisevorrang für erneuerbar erzeugten Strom unverändert festgehalten** – was für den weiteren Ausbau der EE unabdingbar ist – verringert der weitere EE-Zubau die Spielräume für den Betrieb fossiler Kraftwerke weiter. Die Diskussion über die weitere Ausgestaltung bzw. Modifikation des EEG wird also auch davon bestimmt werden, in welchem Umfang die Stilllegung fossiler „Altkraftwerke“ tatsächlich erfolgt. Fällt diese Stilllegung zu gering aus, könnte infolge der daraus resultierenden konventionellen „Überkapazitäten“ im Grundlastbereich der Druck auf eine Verringerung „überschüssigen“ EE-Stroms wachsen.

Tabelle 3: Leistungen in Kondensationskraftwerken und KWK-Anlagen, Basisszenario 2010 C

| GW | 2008 | 2009 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Kohlen | 52,8 | 52,8 | 50,4 | 31,5 | 18,8 | 14,5 | 10,1 |
| - davon Kondensations-KW | 40,6 | 40,2 | 38,7 | 20,1 | 7,9 | 5,5 | 3,5 |
| - davon KWK | 12,2 | 12,6 | 11,7 | 11,4 | 10,9 | 9,0 | 6,6 |
| Erdgas/Öl | 28,0 | 27,0 | 25,0 | 19,0 | 18,9 | 25,5 | 28,9 |
| - davon Kondensations-KW | 20,9 | 19,9 | 16,8 | 7,9 | 6,3 | 11,1 | 13,1 |
| - davon KWK | 7,1 | 7,1 | 8,2 | 11,1 | 12,6 | 14,4 | 15,8 |
| Fossil gesamt | 80,8 | 79,8 | 75,4 | 50,5 | 37,7 | 40,0 | 39,1 |
| -davon Kondensations-KW | 61,5 | 60,1 | 55,5 | 28,0 | 14,2 | 16,6 | 16,6 |
| - davon KWK | 19,3 | 19,7 | 19,9 | 22,5 | 23,5 | 23,4 | 22,5 |
| KWK gesamt *) | 23,5 | 24,3 | 25,0 | 30,6 | 32,9 | 33,8 | 33,3 |
| Kernenergie | 21,4 | 21,4 | 21,4 | 20,3 | 11,0 | 0 | 0 |
| Erneuerbare Energien **) | 38,4 | 44,5 | 55,5 | 111,2 | 147,9 | 174,2 | 185,0 |
| Gesamte Leistung | 140,6 | 145,7 | 152,3 | 182,0 | 196,6 | 214,2 | 224,1 |

*) einschl. Biomasse und Geothermie

**) ohne Leistung für biogenen Abfall in Müll-HKW

3.9 Die stärksten Wirkungen einer verstärkten Effizienzstrategie zeigen sich beim zukünftigen **Energiebedarf für die Wärmebereitstellung**. Der Gesamtbedarf an Wärme sinkt bis 2050 mit 2879 PJ/a auf 60% des Wertes von 2009. (**Abbildung 4**). Der **EE-Beitrag für die Wärmebereitstellung** steigt von 414 PJ/a bzw. 9% Anteil bis 2020 auf 684 PJ/a, entsprechend einem Anteil von 18%. Im Jahr 2050 lauten die entsprechenden Werte 1300 PJ/a bzw. 53%. Die CO₂-Emissionen der Wärmebereitstellung verringern sich deutlich von derzeit 277 Mio. t CO₂/a auf 73 Mio. t CO₂/a im Jahr 2050. Erreicht wird damit die völlige Verdrängung des Heizöls aus dem Wärmemarkt; der Beitrag des Erdgases für die direkte Wärmeerzeugung wird auf 40% des heutigen Verbrauchs reduziert. Damit steht genügend Erdgas für den verstärkten Einsatz in GuD-Kraftwerken und dezentralen BHKW zur Verfügung. Der **Beitrag netzgebundener Wärme** (Fern- und Nahwärme) steigt von derzeit 380 PJ/a bis 2030 auf 680 PJ/a und bis 2050 auf 875 PJ/a. An fossilen Brennstoffen werden im Jahr 2050 noch 1150 PJ/a benötigt, was 30% des heutigen Einsatzes entspricht.

3.10 Mit 5%/a mittlerer Wachstumsrate bis 2020 wächst der **EE-Wärmemarkt deutlich langsamer als der Strommarkt**. Darin spiegelt sich das weniger wirksame energiepolitische

Einführungsinstrumentarium im Vergleich zum Strommarkt wider. Trotz eher optimistischer Wachstumsannahmen für Kollektor- und Umwelt- bzw. Erdwärme gewinnen deren Beiträge erst ab etwa 2030 eine ähnliche Bedeutung wie bereits heute die Biomasse. Stärker als die Gesamtmenge muss in den Basisszenarien die Wärmeversorgung mit Nahwärmenetzen wachsen, was ein weiteres schwerwiegendes strukturelles Hemmnis für die in den Szenarien vorgeschlagene Ausweitung der EE-Wärmeversorgung darstellt.

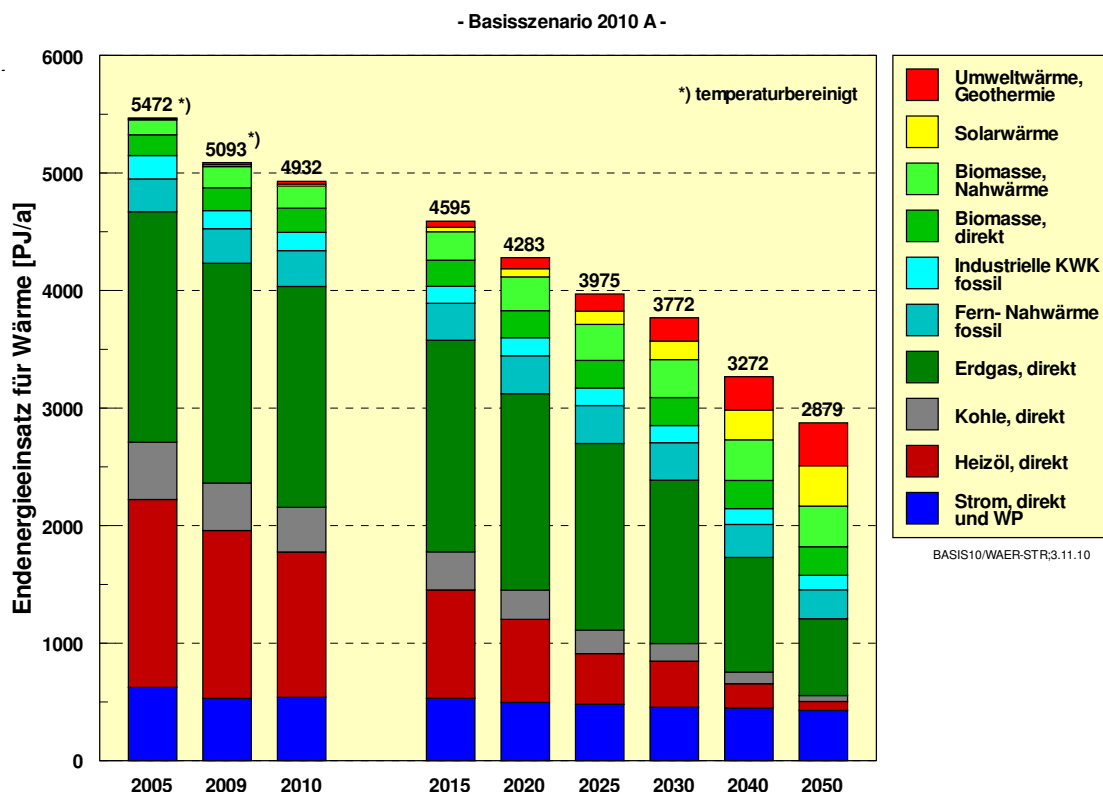


Abbildung 4: Endenergieeinsatz für Wärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme)

3.11 Im Jahr 2030 sollten gemäß Basisszenario 2010 A jährlich 11 GW_{th}/a und in 2050 rund 16 GW_{th}/a an thermischen EE-Anlagen umgesetzt werden, das Dreifache des heutigen Wertes. Der Markt für EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung muss in eine **noch stärkere Wachstumsdynamik** eintreten, als es EE-Anlagen im Stromsektor in der Vergangenheit erlebt haben. Dazu muss jedoch das gesamte Förderinstrumentarium besser und effektiver ausgestaltet werden. Zusätzlich muss das Engagement „vor Ort“, also im Bereich der kommunalen Planung und Durchführung von Wärmekonzepten stärker als bisher im Mittelpunkt der Umsetzungsbemühungen stehen.

3.12 Im **Personenverkehr sinkt der Endenergieverbrauch** bis 2020 um 18% auf 1384 PJ/a. Danach verstärkt sich der Rückgang durch den Aufwuchs der effizienten Elektromobilität (mit 33% Anteil im Jahr 2050) und den Rückgang der Personenverkehrsleistung ab 2030. Mit rund 750 PJ/a werden 2050 nur noch 45% des derzeitigen Endenergieverbrauchs benötigt. Wegen der beträchtlichen **Wachstumsraten des Güterverkehrs** dämpft die Effizienzsteigerung hier nur den Verbrauchszuwachs. Der Endenergieverbrauch des

Güterverkehrs steigt bis 2025 noch um 11% und liegt im Jahr 2050 mit 790 PJ/a nur 12% unter dem derzeitigen Verbrauch (2009: 900 PJ/a). Insgesamt sinkt der Endenergieverbrauch des Verkehrs bis 2020 um 8% und bis 2050 mit 1535 PJ/a um 40%. Im Jahr 2020 werden mit 2035 PJ/a noch 86% der heutigen fossilen Kraftstoffmenge benötigt, 2050 sind es mit 780 PJ/a nur noch ein Drittel. Die CO₂-Emissionen des Verkehrssektors sinken von 177 Mio. t CO₂/a im Jahr 2009 um 68% auf 57 Mio. t CO₂/a in 2050.

3.13 Im Verkehr wird im Basisszenario 2010 A im Jahr 2050 ein **Deckungsanteil der EE** (einschließlich Anteil am Bahnstrom) am Endenergieverbrauch von 48% erreicht. Der Anteil der EE-Kraftstoffe (Biokraftstoffe + EE-Wasserstoff), bezogen auf den gesamten Kraftstoffverbrauch, erreicht 42,3%. Im Jahr 2020 beläuft er sich auf 10,3%, was etwa der angestrebten Reduktion an THG-Emissionen von 7% entspricht. Mit 11% EE-Anteil am Endenergieverbrauch wird im Jahr 2020 auch das EU-Ziel von 10% erreicht (**Tabelle 4, oben**).

3.14 Im **Basisszenario 2010 B** wird der längerfristige **Ausbau der Elektromobilität** soweit forciert, dass der Individualverkehr in Verbindung mit der Nutzung von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff im Jahr 2050 nahezu emissionsfrei vonstatten geht. Dazu sind im Jahr 2050 ca. 66% (Basisszenario 2010 A: 33%) der Individualverkehrsleistung mit Elektro-(Hybrid)-fahrzeugen abzuwickeln. Aufgrund des dadurch geringeren Endenergieverbrauchs ist es möglich, höhere Beiträge von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff für den Güterverkehr bereitzuhalten, sodass sich dort der EE-Anteil im Jahr 2050 auf 50% steigern lässt (Basisszenario 2010 A: 47%). Einschließlich des EE-Stromanteils decken damit EE im Jahr 2050 rund 55% des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors (**Tabelle 4 und Abbildung 5**).

Tabelle 4: Bereitstellung von EE-Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien und Einsatz von EE-Strom in den Basisszenarien 2010 A und B

| in TWh/a | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| Basisszenario 2010 A | | | | | | | | | |
| Biokraftstoffe | 36,7 | 33,6 | 38,3 | 45,8 | 64,7 | 74,4 | 83,3 | 83,3 | 83,3 |
| EE-Wasserstoff | - | - | - | - | - | - | 7,0 | 30,0 | 76,0 |
| EE-Kraftstoffe | 36,7 | 33,6 | 38,3 | 45,8 | 64,7 | 74,4 | 90,3 | 113,3 | 159,3 |
| EE-Strom für Elektromobilität | 0 | 0 | 0 | 0,5 | 2,8 | 4,9 | 9,6 | 17,1 | 24,7 |
| EE-Strom für übrige Mobilität *) | 2,3 | 2,4 | 2,7 | 4,7 | 8,0 | 11,4 | 14,8 | 20,0 | 21,8 |
| EE-Anteil an Endenergie (%)**) | 5,5 | 5,2 | 6,0 | 7,6 | 11,6 | 14,6 | 19,7 | 28,8 | 48,3 |
| Fossile Kraftstoffe | 681 | 657 | 633 | 609 | 565 | 521 | 457 | 386 | 218 |
| Basisszenario 2010 B | | | | | | | | | |
| Biokraftstoffe | 36,7 | 33,6 | 38,3 | 45,8 | 64,7 | 74,4 | 83,3 | 83,3 | 83,3 |
| EE-Wasserstoff | - | - | - | - | - | - | 7,0 | 30,0 | 76,0 |
| EE-Kraftstoffe | 36,7 | 33,6 | 38,3 | 45,8 | 64,7 | 74,4 | 90,3 | 113,3 | 159,3 |
| EE-Strom für Elektromobilität | 0 | 0 | 0 | 0,5 | 3,4 | 7,8 | 15,1 | 30,0 | 48,7 |
| EE-Strom für übrige Mobilität *) | 2,3 | 2,4 | 2,7 | 4,7 | 8,0 | 11,4 | 14,8 | 20,0 | 21,8 |
| EE-Anteil an Endenergie (%)**) | 5,5 | 5,2 | 6,0 | 7,6 | 11,7 | 15,2 | 21,0 | 31,8 | 55,2 |
| Fossile Kraftstoffe | 681 | 657 | 633 | 609 | 564 | 513 | 445 | 347 | 184 |

*) EE-Anteil am gesamten Stromeinsatz für den Schienenverkehr **) einschl. EE-Strom

3.15 In den Basisszenarien 2010 A und B wird der aus Nachhaltigkeitsgründen auf 300 PJ/a begrenzte Beitrag von Biokraftstoffen flankiert durch ähnlich hohe Beiträge von EE-Wasserstoff und den direkten Einsatz von EE-Strom für Elektromobilität, um damit auch die prinzipielle Offenheit dieser Entwicklungen aufzuzeigen. **Alle Optionen besitzen attraktive Potenziale** und haben weitere Entwicklungsmöglichkeiten. Zudem werden aus erneuerbarem Strom erzeugte chemische Energieträger (EE-Wasserstoff; EE-Methan) generell in Energiesystemen mit hohen fluktuierenden EE-Anteilen benötigt. Deshalb ist es derzeit zu früh, eine dieser Optionen einseitig zu bevorzugen. In anderen aktuellen Untersuchungen (**Tabelle 5**) werden diese Optionen anders gewichtet. Neben hohen bis sehr hohen Beiträgen von Biokraftstoffen und der weitgehenden Vernachlässigung der EE-Wasserstoff- und der EE-Methanoption [WWF 2009, EWI 2010] werden auch besonders hohe Beiträge der Elektromobilität für möglich gehalten [BMU 2010c].

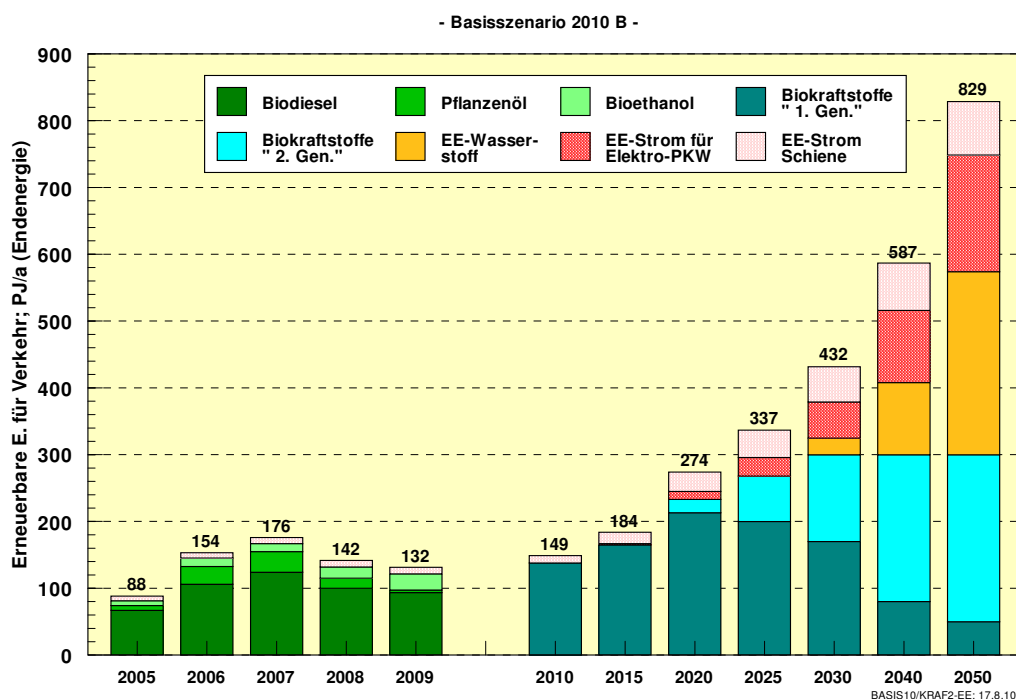


Abbildung 5: Beitrag erneuerbarer Energien im Verkehr im Basisszenario 2010 B

Tabelle 5: Struktur der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (Jahr 2050) in verschiedenen Untersuchungen (in PJ/a) sowie gesamte Biomasse für alle Nutzungen

| Jahr 2050 | Fossil | Biokraftstoffe | Wasserstoff | Elektromobilität | Übriger Strom | Gesamtverbrauch | Gesamte Biomasse |
|----------------------------------|--------|----------------|-------------|------------------|---------------|-----------------|------------------|
| Basis 2010 A/C | 783 | 300 | 274 | 89 | 90 | 1536 | 1535 |
| Basis 2010 B | 662 | 300 | 274 | 175 | 90 | 1501 | 1535 |
| WWF Innovation | 436 | 921 | 10 | 101 | 86 | 1560 | 1720 |
| Mc Kinsey&Company für BMU | ~980 | ~80 | k. A. | ~250 | ~90 | ~1400 | ~500 |
| Szenario II A zum Energiekonzept | 503 | 778 | 15 | 134 | ~90 | 1520 | 2170 |
| Ist (2009) | 2365 | 121 | 0 | 0 | 59 | 2542 | 820 |

4 Weitgehende Versorgung mit erneuerbaren Energien

4.1 Große EE-Mengen, wie sie für die weitgehende oder vollständige Versorgung von Volkswirtschaften mit diesen Energiequellen erforderlich sind, werden **fast vollständig als Strom bereitgestellt**. Die direkte thermische Nutzung von EE (Kollektoren, Erdwärme) ist auf Niedertemperaturwärme beschränkt und relativ großen strukturellen Restriktionen (Wärmenetze) ausgesetzt. Der Nutzung von Biomasse sind potenziell enge Grenzen gesetzt. Die Nutzung von Wind- und Solarstrom unterliegt meteorologischen Gegebenheiten, die im fluktuierenden Angebot deutlich werden. Dieses schwankende EE-Stromangebot kann mit der ebenfalls schwankenden Nachfrage über drei Wege synchronisiert werden: (1) eine großräumige Verbindung von Angebot und Nachfrage (Netzausbau), (2) dem gesteuerten Verbrauch bzw. der gesteuerten Erzeugung (Erzeugungs- und Lastmanagement) und (3) der Speicherung von elektrischer Energie bzw. der Wandlung in speicherbare (chemische) Energieformen.

4.2 Ein **Netzausbau** kann das Problem der Speicherung erleichtern, jedoch nicht vollständig lösen, da regelmäßig Wettersituationen auftreten, in denen über 1 bis 2 Wochen das Angebot von Wind- und Solarenergie auch großräumig äußerst gering ausfallen kann. Dennoch ist der Netzausbau ein zentrales Instrument bei der Integration der Erneuerbaren in das Energieversorgungssystem. Das schwankende Angebot von Wind- und Solarstrom kann durch **Erzeugungs- und Lastmanagement** teilweise ausgeglichen werden. Strom aus Pumpspeichern und Biomasseanlagen bzw. flexiblen BHKW mit Wärmespeichern kann in begrenztem Umfang die Versorgungslücken von Wind- und Solarstrom schließen. Über den gesteuerten Verbrauch von EE-Strom (Lastmanagement) können die Fluktuationen der Stromversorgung stark gedämpft werden. Auch im idealen Einsatz löst das Lastmanagement jedoch nicht das Speicherungsproblem, weil nicht jeder Stromverbrauch aus Zeiten mit wenig Wind- und Solarangebot verschoben werden kann.

4.3 Speicher sind grundsätzlich für den Fluktuationsausgleich geeignet. **Kurzzeitspeicher** (Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batterien) können die Versorgungslücken von Wind- und Solarenergie für wenige Stunden schließen bzw. Überschüsse auffangen. Allerdings ist ihre Kapazität begrenzt. Zum Ausgleich von Fluktuationen einer überwiegend regenerativen Stromversorgung werden **Langzeitspeicher** mit großen Kapazitäten (mehrere 10 TWh_{el}) benötigt. Sie sind in Kombination mit anderen Ausgleichsmaßnahmen der einzige Weg, Wind- und Solarstrom soweit handhabbar zu machen, dass konventionelle Kraftwerke dauerhaft ersetzt werden können und EE-Strom in großen Mengen auch für andere Verbrauchssektoren (z. B. Elektromobilität, Wärmepumpen; Prozesswärme) zur Verfügung stehen kann. Neben sehr großen ausländischen Speicherwasserkapazitäten bzw. potentiell auch Pumpspeicherkapazitäten (z. B. in Norwegen) kommt die **chemische Speicherung von EE-Strom** dafür infrage. Die Energieträger **Wasserstoff und Methan** sind in der Lage, die durch das fluktuierende EE-Angebot gesetzten Grenzen zu überwinden und jederzeit eine gesicherte Energieversorgung zu gewährleisten. EE-Wasserstoff kann zu geringen Prozentanteilen in Erdgasnetzen transportiert werden, er kann aber auch dezentral erzeugt werden (z. B. an Tankstellen). EE-Methan kann in die bestehenden Gasnetze in Erdgasqualität eingespeist werden, wofür andererseits der weitere Konversionsschritt der Methanisierung notwendig wird. Da Verluste bei der Wasserstoff- bzw. Methanbereitstellung unvermeidlich sind und zusätzliche Kosten verursachen, sollten zuvor alle anderen preiswerteren Verfahren der direkten Nutzung und Zwischenspeicherung von EE-Strom ausgeschöpft werden.

4.4 Auf Vollkostenbasis kann EE-Wasserstoff nach 2030 bei einer **Kostenbandbreite von 30 bis 35 €/GJ** mit fossilen Kraftstoffen und ab 2040 mit Erdgas konkurrieren. Für EE-Methan verschiebt sich der Wirtschaftlichkeitszeitpunkt um rund 10 Jahre. Wird Strom aus EE-Überschüssen genutzt (angenommener Wert ~1 ct/kWh), sind Gestehungskosten für EE-Wasserstoff und -Methan in einem Bereich **zwischen 10 und 18 €/GJ** erreichbar (**Abbildung 6**). Mit diesen Kostengrenzen ist ein Bereich gekennzeichnet, in dem sich in den Energiemärkten nach etwa 2030 die Preisbildung für EE-basierte chemische Energieträger abspielen kann. Aus ökonomischer Sicht ist es sinnvoll, bei hohen EE-Beiträgen an der Energieversorgung kostengünstigen EE-Strom mit Gestehungskosten (Vollkosten) um 5 bis 6 ct/kWh in Wasserstoff oder Methan zu konvertieren, wenn weitere **größere EE-Stromangebote** genutzt werden sollen. Auch flüssige „EE-Kraftstoffe“ (Diesel, Kerosin, Gas-to-Liquid) können daraus hergestellt werden. Darüber hinaus kann auf Grenzkostenbasis jederzeit ausreichende Speicherkapazität im Wochenbereich für eine EE-Stromversorgung bereitgestellt werden. Dabei würde Wasserstoff oder Methan mittels Gasturbinen oder in GuD-Anlagen wieder rückverstromt oder hocheffizient in KWK-Anlagen (Gasmotoren, Brennstoffzellen) zum Einsatz kommen.

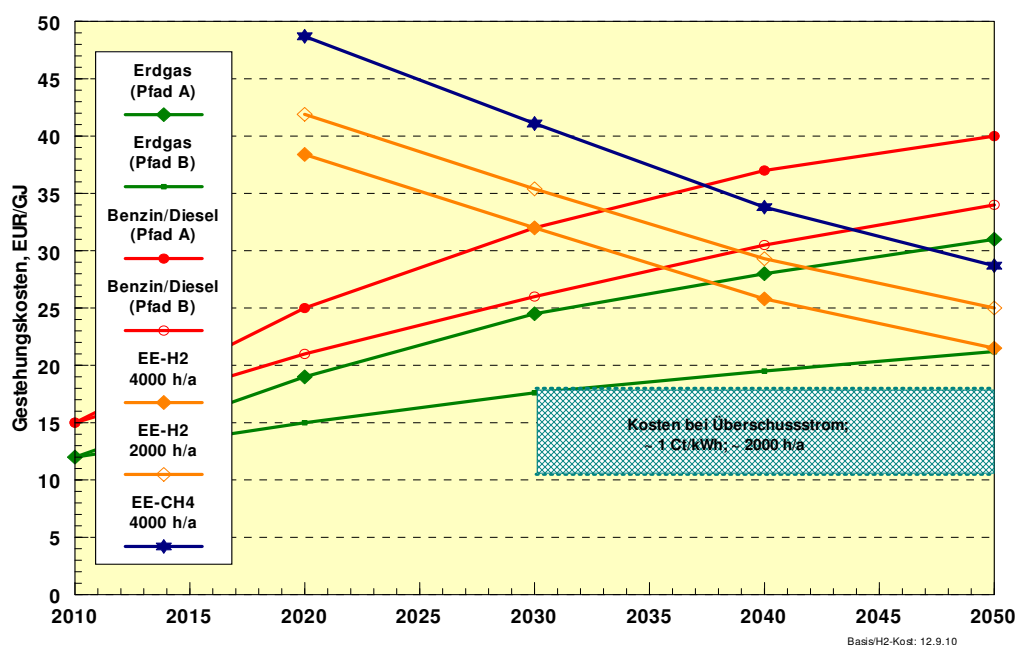


Abbildung 6: Gestehungskosten von EE-Wasserstoff und EE-Methan auf Vollkostenbasis und bei Nutzung von Überschussstrom im Vergleich zu den Großhandelspreisen von Erdgas und Kosten von Kraftstoffen (ohne Einbeziehung von Gastransport und Gasanwendung)

4.5 Wird das Wachstum der EE-Stromerzeugung nach 2025 gegenüber den Basisszenarien 2010 um weitere 0,5%/a (gegenüber durchschnittlich 2,6%/a) gesteigert, kann die benötigte Strommenge im Jahr 2050 **vollständig durch EE bereitgestellt werden (Szenario B 100%-S/H2)**. Im Vergleich zum Basisszenario 2010 B sind dazu im Jahr 2050 zusätzliche 230 TWh/a EE-Strom erforderlich (**Abbildung 7**). Der erzeugte Wasserstoff (177 TWh/a) wird überwiegend in den im Basisszenario 2010 B im Jahr 2050 **vorhandenen erdgasbasierten Kraftwerken** mit einer Gesamtleistung von ~40 GW eingesetzt. Durch den anteiligen Einsatz in KWK-Anlagen (GuD, BHKW) sind zusätzlich 84 TWh/a an nutzbarer KWK-Wärme

gewinnbar. Den 230 TWh/a eingesetzten EE-Strom stehen dann 160 TWh/a nutzbare Endenergie gegenüber. Zusammen mit den zusätzlich bereitgestellten 76 TWh/a Wasserstoff als Kraftstoff, die weitere 100 TWh/a EE-Strom erfordern, kann ein Gesamtnutzungsgrad der EE-Wasserstofferzeugung und -nutzung von ~70% erreicht werden. Bei Überlegungen für eine 100%ige EE-Stromversorgung ist es zur möglichst effizienten Nutzung von EE-Strom also erforderlich, diesen nicht isoliert zu betrachten, sondern **Verknüpfungen mit den anderen Verbrauchssektoren** zu nutzen, um die Nutzungseffizienz zu steigern.

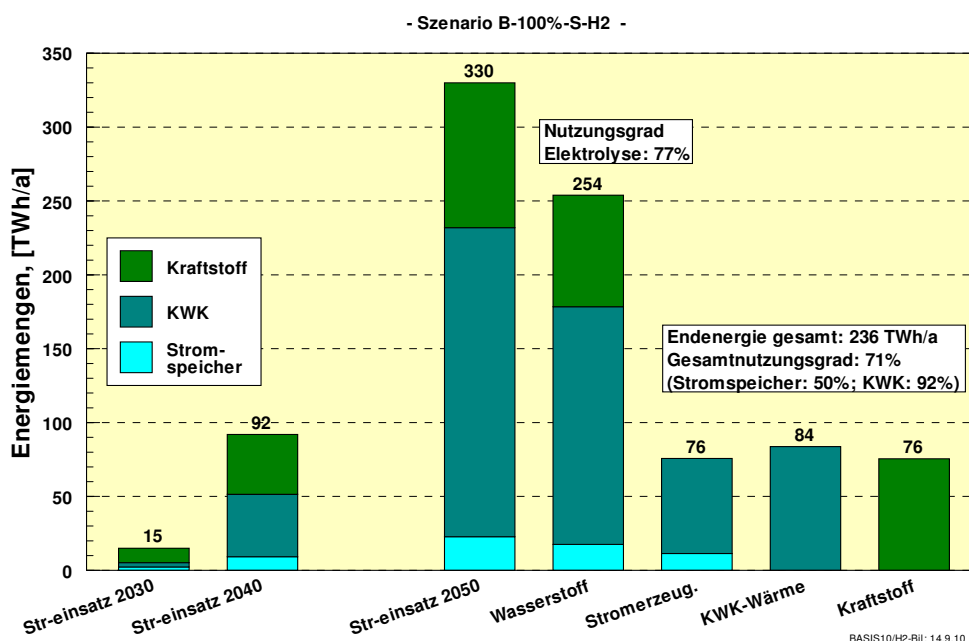


Abbildung 7: Stromeinsatz für die EE-Wasserstofferzeugung und dessen Verwendung im Szenario B-100%-S/H2.

4.6 Der Ausbau der EE-Stromversorgung im Umfang des **Szenarios B-100%-S/H2** verlangt ab 2030 eine **deutliche Steigerung der Investitionstätigkeit in EE-Technologien**. Im Jahrzehnt 2030 bis 2040 sind einschließlich des Ersatzbedarfs für Altanlagen jahresdurchschnittlich gut 10 GW/a zu installieren, wobei 1 GW/a von im Ausland stehenden Anlagen stammt (**Tabelle 6**). An Windleistung sind 4,7 GW/a zu installieren, an PV-Leistung 4,2 GW/a. Im Jahrzehnt 2040 bis 2050 steigt der Summenwert auf knapp 15 GW/a. Ein Szenario wie das hier beschriebene kann jedoch nur in einem Energiemarkt entstehen, der die **Vollkosten eines EE-Ausbaus** vollständig honoriert. Dazu ist eine Abkehr von der derzeitigen Orientierung bei der Strompreisbildung an kurzfristigen Grenzkosten erforderlich. Vielmehr müssen die längerfristigen Gesamtkosten eines wirksamen Klimaschutzes, die Kosten einer Verknappung fossiler Ressourcen und die vollständigen Entsorgungs- und Risikokosten der Kernenergie Maßstab für die Preisbildung in einem zukünftigen Energiemarkt sein.

4.7 Im Szenario B-100%-S/H2 wird im Jahr 2050 bei einem EE-Anteil von 72% noch 1537 PJ/a an fossiler Endenergie benötigt, was 20% der derzeit verbrauchten Menge entspricht. Vorwiegend im Bereich der Raumwärme und im Verkehr sind noch weitere Effizienzsteigerungen möglich, die mit ~20% angenommen wurden. Für eine weitere Deckung durch EE kommen Kollektoren und Erdwärme für den Niedertemperaturbereich infrage, die zu-

sammen rund 180 PJ/a zusätzliche EE-Wärme bereitstellen könnten. Es verbleiben 1050 PJ/a, die mittels EE-Strom oder daraus gewonnener chemischer Energieträger bereitgestellt werden müssten, um zu einer **vollständigen EE-Versorgung aller Verbrauchssektoren** zu gelangen (**Tabelle 7**).

Tabelle 6: Jährlich zu installierende Leistung der EE-Stromerzeugung im Szenario B-100%-S/H2

| | STROM (MWel/a) | | | | | | Biogene Abfälle Strom *) | Strom gesamt MWel/a |
|-------------|-----------------------|-------------|-------------|-----------------|--------------|----------------|--------------------------|----------------------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Geotherm. Strom | Strom-import | Biomasse Strom | | |
| 2010 | 35 | 2040 | 8500 | 4 | | 373 | 42 | 10993 |
| 2011 | 35 | 2020 | 6000 | 7 | | 344 | 20 | 8426 |
| 2012 | 40 | 2060 | 4200 | 10 | | 329 | 20 | 6658 |
| 2013 | 45 | 2110 | 3600 | 13 | | 317 | 20 | 6105 |
| 2014 | 50 | 2238 | 3300 | 17 | | 320 | 20 | 5944 |
| 2015 | 55 | 2460 | 3050 | 22 | 0 | 288 | 20 | 5895 |
| 2016 | 60 | 2694 | 2830 | 28 | 0 | 335 | 22 | 5969 |
| 2017 | 70 | 2940 | 2750 | 35 | 0 | 300 | 28 | 6123 |
| 2018 | 70 | 3232 | 2650 | 43 | 100 | 292 | 28 | 6415 |
| 2019 | 75 | 3900 | 2580 | 51 | 200 | 258 | 28 | 7091 |
| 2020 | 74 | 4228 | 2540 | 62 | 280 | 165 | 28 | 7377 |
| 2030 | 100 | 4310 | 2783 | 85 | 635 | 465 | 0 | 8378 |
| 2040 | 104 | 4690 | 4258 | 130 | 1103 | 233 | 0 | 10518 |
| 2050 | 109 | 6883 | 4900 | 410 | 2120 | 460 | 0 | 14882 |

Tabelle 7: Fossiler Energiebedarf in 2050 im Szenario B 100%-S/H2 und sein möglicher vollständiger Ersatz durch weitere EE

| PJ/a | Fossil gedeckt im Jahr 2050 | Weitere Effizienz | Verbleib nach direkter EE-Deckung *) |
|---------------------------|------------------------------------------------|--------------------|--------------------------------------------------------|
| Prozesswärme | 743 | 630 (-15%) | 550 |
| Raumwärme, Warmwasser | 130 | 100 (-23%) | - |
| Kraftstoffe | 664 | 500 (-25%) | 500 |
| Endenergie, gesamt | 1537 | 1230 (-20%) | 1050 |
| Primärenergieeinsatz | 1693 (Kohle, Sonstige 100; Öl 770; Erdgas 823) | | EE-Strom direkt oder als EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan |

*) Weitere Niedertemperaturwärme aus Kollektoren und Erdwärme

Bei ausschließlicher Verwendung von Wasserstoff sind dazu weitere 390 TWh/a EE-Strom und entsprechend bei EE-Methan ohne weitere Abwärmenutzung weitere 460 TWh/a EE-Strom (bei Verfügbarkeit konzentrierter CO₂-Quellen) bzw. 540 TWh/a EE-Strom bei Nutzung von atmosphärischem CO₂ bereitzustellen. Für einen vollständigen Vergleich ist der Mehraufwand für EE-Methan dem Umbau der Gasversorgung mit EE-Wasserstoff gegenüberzustellen. In entsprechenden Szenarien werden im weiteren Projektverlauf optimale Kombinationen von EE-Strom, EE-Wasserstoff und/oder EE-Methan ermittelt.

4.8 Der Leitgedanke einer vollständigen EE-Versorgung ist die intelligente Vernetzung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Alle drei Netze müssen dazu im ständigen Informationsaustausch über Energieerzeugung und -nachfrage stehen und über Speicher unterschiedlicher Kapazität und Leistung verfügen. Darüber hinaus werden stromseitig in erheblichem Umfang Erzeugungs- und Lastmanagementtechniken verwendet. Die Stromnetze sind über größere Regionen miteinander verknüpft. Über die Brücke Strom-Wasserstoff und/oder Methan werden Strom- und Gasnetz gekoppelt, um EE-Strom für Kraftstoffe und Hochtemperaturwärme sowie für die Langzeitspeicherung von Strom über Wochen und Monate verfügbar zu machen.

4.9 Bislang ist allein der konventionelle Kraftwerkspark für die **Gewährleistung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit** zuständig. EE-Anlagen sind jedoch selbst in der Lage, Systemdienstleistungen für einen sicheren Netzbetrieb zu erbringen und damit ihre vorrangige Einspeisung aufrecht zu erhalten. Voraussetzung für diesen Einsatz ist ein flexibler und kurzfristiger Regelleistungsmarkt, der sich so an die Erfordernisse eines Energiesystems mit hohem Anteil fluktuierender EE optimal anpasst. Durch den Zusammenschluss von Erzeugern und/oder Verbrauchern zu **großen virtuellen Pools** können die technischen Anforderungen auch von kleinen dezentralen Einheiten erfüllt werden. Durch dezentrale Blindleistungssteuerung können die Netzspannung innerhalb eines bestimmten Toleranzbereiches gehalten und die Kosten für den Netzausbau im Verteilnetz reduziert werden. Dennoch sind durch den Wegfall konventioneller Großkraftwerke zusätzliche Betriebsmittel auf der Übertragungsebene erforderlich. Durch die **europaweite Vernetzung** fluktuierender Erzeuger kommt es zu einer Glättung der Erzeugungsleistung und somit zu einer Erhöhung des Beitrags zur **gesicherten Leistung**. Weitere Maßnahmen sind das Last- und Erzeugungsmanagement, um zusätzliche Verbraucher optimiert einzubinden und regelbare Erzeuger gezielt zu Zeiten hoher Last einzusetzen. Hierdurch wird einer Erhöhung der Jahreshöchstlast entgegen gewirkt und Lastspitzen reduziert, wodurch sich der Bedarf an konventionellen Kraftwerken verringert und diese zugleich besser ausgelastet werden.

5 Lastdeckung und Ausgleichsmaßnahmen

5.1 Um zu überprüfen, ob die aufgezeigten Szenarien stromseitig umsetzbar sind, und um die Auswirkungen und Interaktionen in der Stromversorgung zu analysieren, wurde eine **dynamische Simulation** des Stromversorgungssystems für ausgewählte Szenarien und Jahre durchgeführt. Durch die Kopplung der Modelle REMix und SimEE können Ausgleichsmaßnahmen für die Integration der EE in Deutschland im europäischen Kontext gut abgebildet werden. REMix untersucht hierbei die Einbindung Deutschlands in ein europäisch-nordafrikanisches **kostenminimiertes Verbundsystem**. Die EE-Einspeisung und die vielfältigen Ausgleichsoptionen innerhalb Deutschlands werden mit SimEE ermittelt. Mehrere Iterationen in der Modellkopplung lassen die Ergebnisse der detaillierten Modellierung der deutschen Stromversorgung mit SimEE in den Entwurf des Verbundsystems mit REMix einfließen. Die Auswertung der Residuallast gibt Aufschluss über den zukünftigen **Bedarf und Anforderungen an konventionelle Kraftwerke**.

5.2 Die EE-Ausbauziele der Bundesregierung für das Jahr 2020 (NREAP u. a.) können nur durch eine **Forcierung der Integrationsmaßnahmen für EE** erreicht werden. Um diese Notwendigkeit und das Ausgleichspotenzial zu verdeutlichen, wurde für das **Jahr 2020** eine

dynamische Bewertung und Gegenüberstellung von zwei Extremen durchgeführt, nämlich (1) ohne jegliche Ausgleichsoptionen bis auf den Netzausbau und (2) unter Ausnutzung eines Großteils des möglichen Ausgleichspotenzials.

5.3 Bereits im Jahr 2020 ist absehbar, dass an einstrahlungs- und windreichen Wochenenden die Last **fast vollständig durch nicht-regelbare EE** gedeckt werden kann (**Abbildung 8**). Dazu müssen die Möglichkeiten der EE-Technologien zur Erbringung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung über einen für EE angepassten Regelleistungsmarkt ausgeschöpft werden. Die Mengen an EE-Überschüssen, die durch Abregelung verloren gehen, sind bei idealem Netz sehr gering. Daher sind ein Netzausbau und die Übernahme von Systemverantwortung durch EE-Kapazitäten elementar für die weitere Integration von EE, um wirtschaftlichen Schaden durch häufige EE-Abregelungen zu vermeiden. Der derzeit schnelle Ausbau der Fotovoltaik ist hierbei aus technischer und ökonomischer Sicht eine besondere Herausforderung. Sie zeigt sich sowohl bei den strukturellen Anforderungen (begrenzte Flexibilität des bestehenden Kraftwerksparks, Notwendigkeit zusätzlicher Ausgleichsmaßnahmen) als auch bei den ökonomischen Anforderungen (Reduzierung des Marktwertes von PV-Strom bei weiterem Ausbau und damit Belastung der EEG-Umlage) für die Integration der EE. Dieser Zusammenhang macht deutlich, dass die anlegbaren Strompreise nicht den volkswirtschaftlichen Wert des EE-Stroms widerspiegeln (siehe Abschnitt „Ökonomische Wirkungen“).

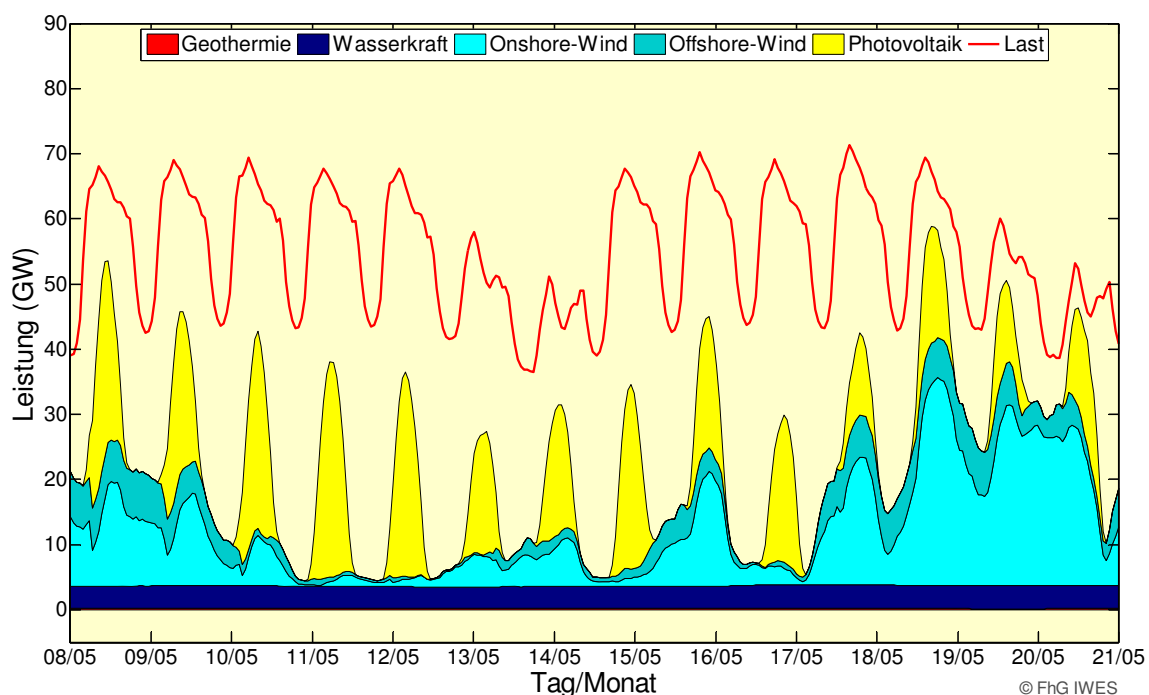


Abbildung 8: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen nicht-regelbaren EE-Einspeisung des Jahres 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

5.4 Die sich abzeichnenden Systemkonflikte unterstreichen den politischen Handlungsbedarf, frühzeitig geeignete Ausgleichsoptionen zur Integration der EE vorzubereiten. Dazu zählen **Netzausbau, Erzeugungs- und Lastmanagement und Speicher**. U.a. gilt es, regelbare EE wie **Biomasse** vorrangig zum Lastausgleich einzusetzen. Die **Flexibilisierung der KWK** (durch Wärme- und evt. Gasspeicher) bietet ein großes Potenzial, um den Konflikt

zwischen der zeitgleichen Einspeisung von (i) fluktuierenden EE, (ii) wenig flexiblen, aber kosteneffizienten Grundlastkraftwerken und (iii) der KWK-Einspeisung zu entschärfen (**Abbildung 9**). „**Neue Verbraucher**“ wie Elektrofahrzeug, Wärmepumpen und Klimatisierung können im Lastmanagement entsprechend dem Angebot von Wind- und Solarenergie gesteuert werden. Die Umsetzung dieser Ausgleichsoptionen verringert deutlich die Schwankungen der Residuallast (**Abbildung 10**). Dadurch werden bestehende konventionelle Kraftwerke, die 2020 für die Lastdeckung benötigt werden, entlastet, da häufige An- und Abfahrvorgänge vermindert und Lastgradienten reduziert werden.

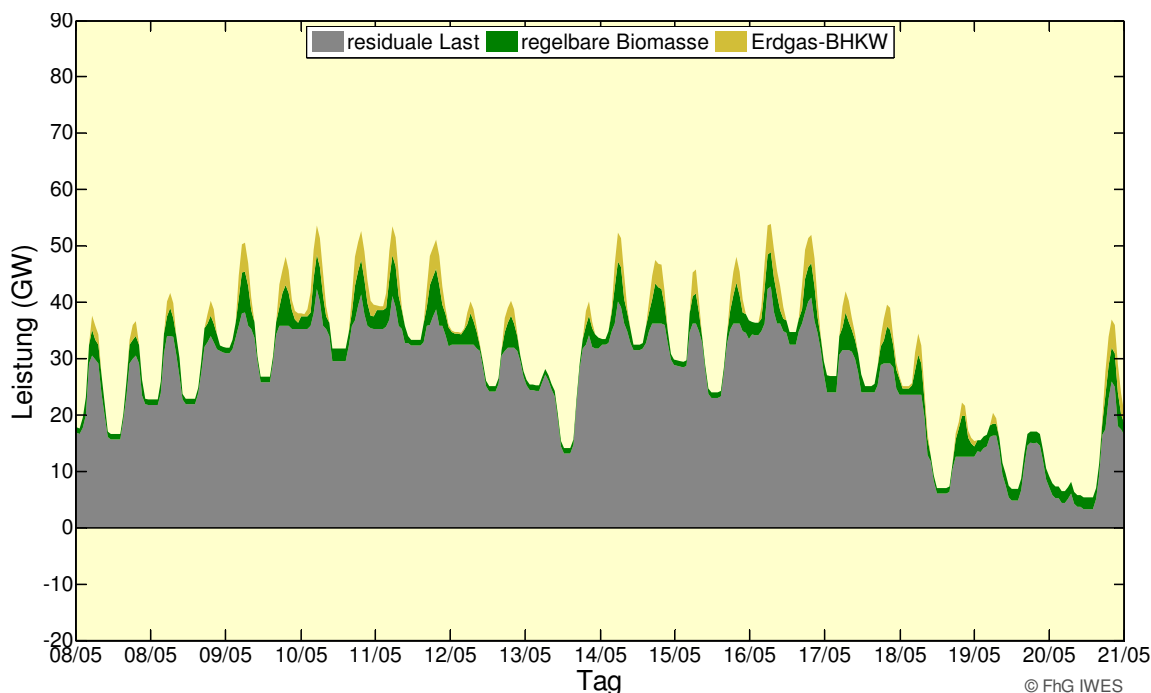


Abbildung 9: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW des Jahres 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

5.5 Der Bedarf an **Grundlastkraftwerken** schwindet, mehr **flexible Kraftwerke** werden gebraucht. Im Jahr **2020** werden im Basisszenario noch 16 bis 19 GW Grundlastkraftwerke, 15 bis 20 GW Mittellastkraftwerke und 14 bis 24 GW Spitzenlastkraftwerke benötigt, ohne Betrachtung der gesicherten Leistung und der Verfügbarkeit. Der **flexible Lastfolgebetrieb** wird zum Regelbetrieb für alle Kraftwerke. Bestehende Kraftwerke müssen deutlich flexibler als bisher betrieben werden und sind dafür durch geeignete Maßnahmen (Retrofit) auf- und umzurüsten. Neuzubauende Kraftwerke müssen eine hohe Flexibilität aufweisen, um einerseits technisch in der Lage zu sein, EE-Strom zu integrieren und andererseits trotz häufiger An- und Abfahrvorgänge wirtschaftlich zu sein. Daher sind die aufgezeigten Ausgleichsoptionen notwendig, um dem Systemübergang und der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke Zeit zu gewähren.

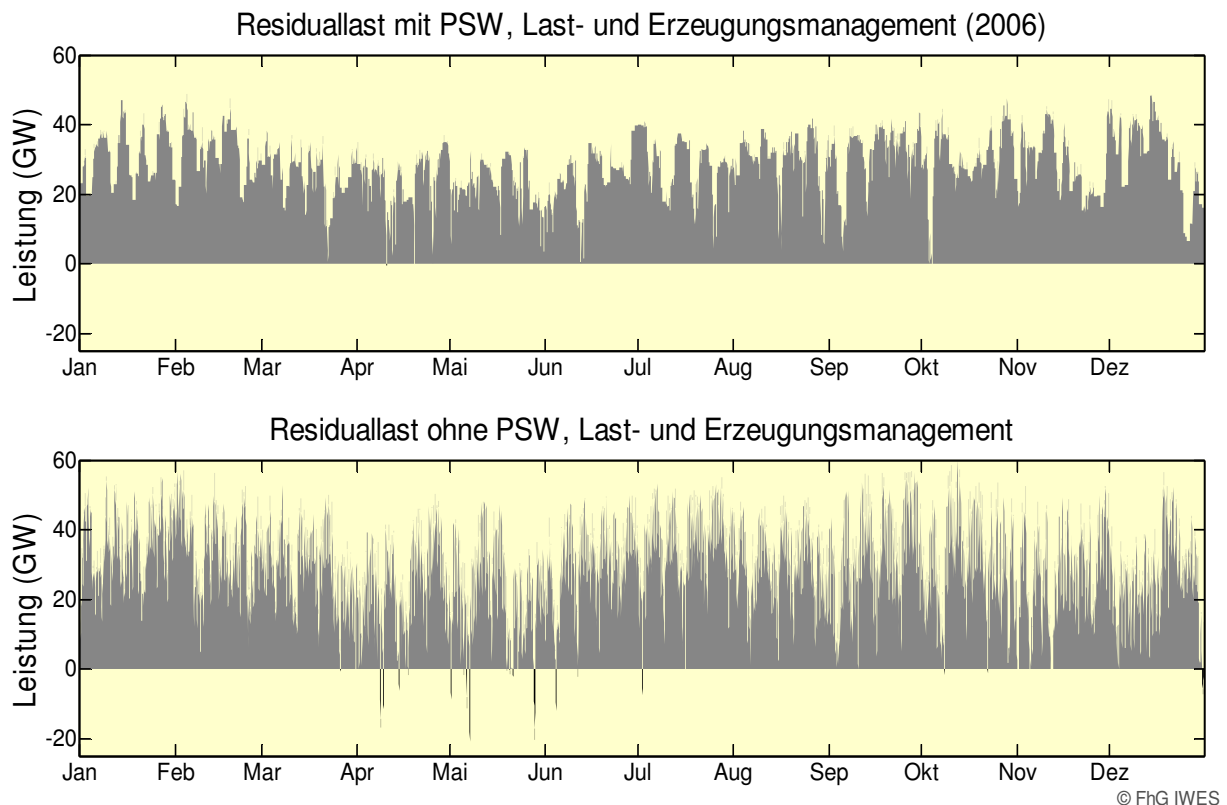


Abbildung 10: Vergleich der verbleibenden, von konventionellen Kondensations-Kraftwerken zu deckenden Residuallast des Jahres 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

5.6 Die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken vergrößert den Druck auf den konventionellen Kraftwerkspark. Der sinkende Bedarf an Grundlastkraftwerken führt dazu, dass entweder nur Kernkraft- oder nur Braunkohlekraftwerke weiter als Grundlastkraftwerke betrieben werden können. Zudem wird es für KWK-Anlagen, die nicht nach KWKG vorrangig einspeisen, schwer, am Strommarkt wirtschaftlich zu bestehen. Die technische Fähigkeit von **Kernkraftwerken** zur EE-Integration ist in der Realität noch zu belegen. Gelingt dies, werden Neuinvestitionen für andere flexible Kraftwerke auf einen späteren Zeitpunkt verschoben. Die Reststrommengen der Kernkraftwerke können sich durch die im potentiellen Lastfolgebetrieb geringere Auslastung auf einen längeren Zeitraum erstrecken, als bislang im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehen ist. Der daraus resultierende zunehmende ökonomische Druck (geringe Auslastung konventioneller Kraftwerke, mögliche Verdrängung der KWK) macht abermals deutlich, dass die Vorrangregelung für die Einspeisung von EE beibehalten werden muss.

5.7 Durch die Einbindung von Last- und Erzeugungsmanagement kann der Bedarf an **gesicherter Leistung** und damit auch an konventionellen Backup-Kraftwerken, der für die Versorgungssicherheit benötigt wird, **im Jahr 2020 auf ca. 60 GW** reduziert werden. Der EE-Beitrag zur gesicherten Leistung beläuft sich auf ca. 11 GW; Pumpspeicher und andere Erzeuger ergänzen die Differenz zur Jahreshöchstlast von ca. 83 GW. Durch die Maßnahmen zum Lastmanagement kann die Höchstlast reduziert, bzw. können neue Verbraucher unter einer nur geringfügigen Erhöhung der Höchstlast integriert werden. Unabhängig von der Einbindung zusätzlicher gesteuerter Verbraucher ist im untersuchten Szenario eine

Saisonalität der Last festzustellen. Diese ermöglicht es, weiterhin Revisionen so zu planen, dass diese außerhalb der Zeiten der Höchstlast liegen. Des Weiteren kann durch den Einsatz von Erzeugungsmanagement in BHKW – also die Entkoppelung von Wärmenachfrage und Wärmebereitstellung – der Beitrag der regelbaren Erzeuger zur gesicherten Leistung erhöht werden. Damit kann die **Stromversorgung zu jeder Stunde gewährleistet** werden. Anhand der dynamischen Modellierungen konnten die Szenarien somit verifiziert werden.

5.8 Als Hauptquelle für den **Import von EE-Strom** in Europa treten die **windhöffigen Gebiete** in Nordwest- und Nord-Europa auf. Weiterhin ist die Solarstromerzeugung in Nordafrika bedeutend, die dort neben der vorrangigen Deckung des Eigenbedarfs auch dem Export dient (**Abbildung 11**). Für einen kostenminimierten Mix in der europäisch-nordafrikanischen Verbundregion werden **große Übertragungskapazitäten** im zweistelligen GW-Bereich benötigt, welche aber mit mittleren 6000 Volllaststunden eine sehr hohe Auslastung aufweisen. Es wird deutlich, dass eine 100%-Stromversorgung gegenüber den Basisszenarien eine wesentlich größere Herausforderung bedeutet. So fällt im **Szenario B-100%-S/H2** – aufgrund des zu ersetzenden Erdgases für die verbleibenden konventionellen Back-up Kraftwerke und Erdgas-KWK – die Wasserstoffmenge zur Rückverstromung von EE-Überschüssen deutlich höher aus. Der zusätzliche Strombedarf wird größtenteils durch weitere Offshore-Windanlagen in Nord- und Nordwest-Europa und durch Fotovoltaik in Nordafrika und Südost-Europa gedeckt. Prinzipiell ist es auch möglich, den neuen Bedarf an hohen Strom-Übertragungskapazitäten anteilig durch die Nutzung bestehender Gaspipelines (Wasserstoff, Methan) zu reduzieren und Energie über chemische Energieträger zu transportieren. Auch speicherbarer solarthermischer Strom kann noch stärker in die Gesamtversorgung eingebunden werden. Weitere Simulationen dazu sind im weiteren Verlauf des Vorhabens vorgesehen.

5.9 Aus nationaler Sicht weist die **Windeinspeisung** die stärksten Unregelmäßigkeiten auf, sowohl im kurzzeitigen als auch im langzeitigen Horizont. Im Jahresverlauf weist sie dennoch eine hohe Übereinstimmung mit der Last auf. Die **PV-Einspeisung** deckt sich weitgehend mit dem Tagesgang der Last, führt aber zu den höchsten Gradienten in der Strombereitstellung. Die **Wasserkraft** speist stetig ein, vermehrt im Frühjahr und Sommer. Die stromoptimierte wärmegeführte **Biomasse** bietet einen saisonalen Ausgleich zur **Geothermie**. Das europäische Gesamtsystem wird durch die räumlich-zeitlichen Variationen bestimmt – bedingt durch die Großwetterlagen über Europa. Gerade durch die Windkraft wird dabei auch Überschussstrom mit höheren Volllaststunden produziert. So dient importierter EE-Strom einerseits der Kompensation fehlender nationaler Erzeugung und andererseits zur kostengünstigen Erzeugung von Wasserstoff für den Verkehr. Die Integration Deutschlands in den **europäischen Netzverbund** zeigt sich am Import und Export von EE-Strom und einer höheren Auslastung inländischer Backup-Kapazitäten.

5.10 Durch **Lastmanagement** kann gezielt überschüssiger EE-Strom genutzt und können zusätzliche Leistungsspitzen vermieden werden. Eine große Bedeutung haben die so genannten „neuen Verbraucher“ **Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sowie die Klimatisierung**. Werden sie nicht gesteuert eingebunden, verschärfen sich die Fluktuationen im Stromverbrauch. Der Verbrauch von Wärmepumpen korreliert im Jahresverlauf gut mit der Windkraft. Die Einspeisung von Fotovoltaik korreliert im Tagesmittel prinzipiell gut mit dem Verbrauch für Klimatisierung, muss jedoch im Tagesverlauf (PV-Erzeugungsspitze am Mittag und Klimatisierungsverbrauchsspitze am Nachmittag) aufeinander abgestimmt werden. Diese

Maßnahmen federn Schwankungen in der Stromversorgung ab. Auch bei der Umwandlung von Überschussstrom in Wasserstoff hat das Lastmanagement wirtschaftliche Vorteile, da die notwendige installierte Elektrolyseleistung reduziert, ihre Auslastung erhöht und somit die Systemkosten verringert werden können.

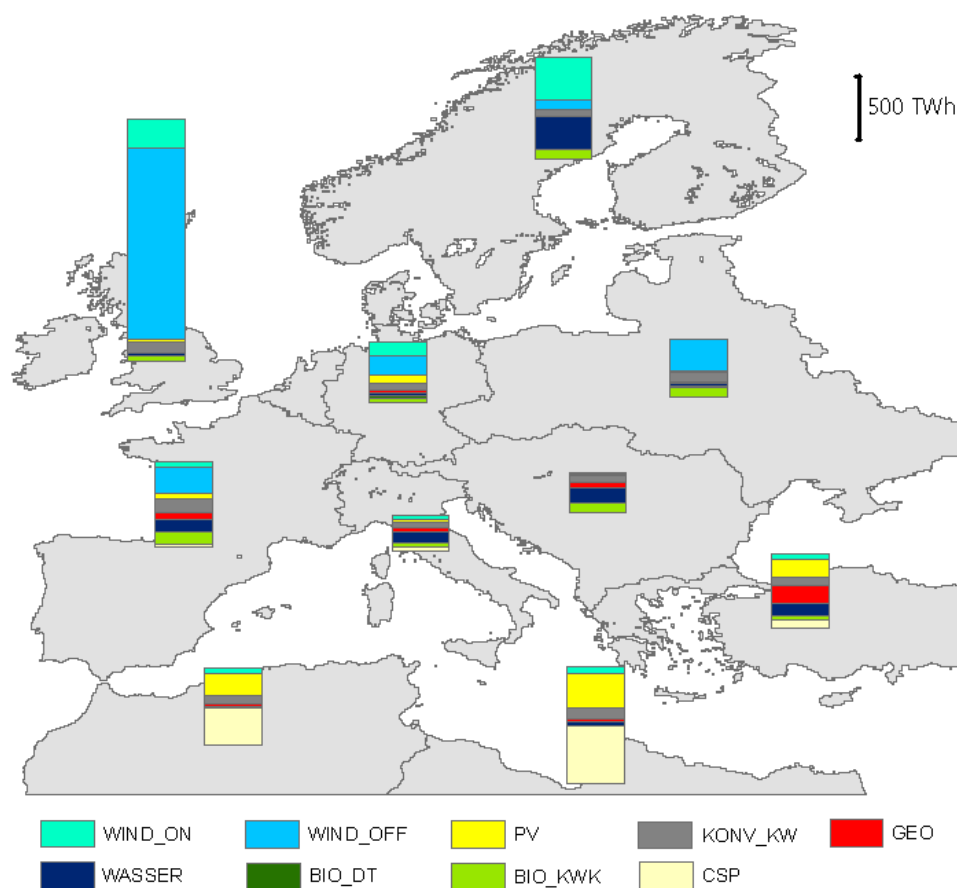


Abbildung 11: Struktur und Verteilung der Stromerzeugung (TWh/a) in Europa und Nordafrika im Jahr 2050 bei einer Versorgung in D entsprechend Basisszenario A

5.11 Flexible und regelbare BHKW auf Erdgas- und Biomassebasis verringern Lastspitzen und ersetzen anteilig notwendige Spitzenlastkraftwerke. Mittelfristig zeichnet sich eine Systemkonkurrenz zwischen fluktuierenden EE, wärmegeführten KWK-Anlagen und unflexiblen Grundlastkraftwerken ab. Um die Effizienzvorteile der KWK weiterhin zu nutzen und die Deckung der Wärmenachfrage zu gewährleisten, ist eine Flexibilisierung der KWK-Anlagen notwendig. Dafür müssen die Anlagen über Smart Grids informationstechnisch angeschlossen sein. Biogasanlagen sind mit einem Gasspeicher und ggf. mit einem zusätzlichen Aggregat auszustatten. Für einen langfristigen Entwicklungszeitraum dominieren zunehmend saisonale Einflüsse. In Zeiten eines Überangebots an nicht regelbaren EE ist es grundsätzlich nicht sinnvoll, zusätzlichen Strom aus KWK-Anlagen zu erzeugen. Allerdings können länger andauernde Wetterphasen mit hoher EE-Einspeisung nicht über die Tageswärmespeicher der KWK überbrückt werden. Zur besseren Bewertung der KWK-Nutzung in einer EE-Vollversorgung besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

5.12 Langfristig wird in den Basisszenarien **überschüssiger Strom** (nach dem europäischen Ausgleich) durch Mengenvorgaben über das Lastmanagement fast vollständig für die Wasserstoffherzeugung im Verkehr verwendet. Dadurch werden andere Speicheroptionen nur in sehr geringem Umfang genutzt. Diese strukturelle Option der Wasserstoffherzeugung führt dazu, dass die Windenergie kostengünstig integriert werden kann. Im Bereich des **Kurzzeitausgleichs** decken die Lastmanagementanwendungen und regelbaren BHKW den Ausgleichsbedarf. Dennoch ist der Einsatz von Großspeichern wie PSW im Bereich der Bereitstellung von Regelleistung für die Systemstabilität notwendig und effizient.

5.13 Die konventionellen Kondensations-Kraftwerke dienen zum **Ausgleich in Phasen geringer Lastdeckung** durch Wind- und Solarenergie. Diese Backup-Kraftwerke erzielen nur noch geringe Ausnutzungsdauern, weshalb z. B. die Einführung eines Kapazitätsmarktes notwendig wird. Für eine Vollversorgung mit EE-Strom im Szenario B-100%-S/H2 ergibt sich die Notwendigkeit von **Langzeitspeichern**. Das Szenario ist im Vergleich zu den Basisszenarien durch einen höheren Anteil von Überschussstrom gekennzeichnet. Es treten ganze Wochen auf, in denen die Einspeisung von EE-Strom gering ist. Dieses Defizit kann selbst durch die europäische Integration des Energieversorgungssystems mit HGÜ-Transportnetz nur teilweise ausgeglichen werden (**Abbildung 12**). Die auftretenden Lücken werden über regenerativ betriebene Backup-Kraftwerke (GuD, KWK) gedeckt, die mit EE-Wasserstoff oder EE-Methan betrieben werden. Als Langzeitspeicher in der erforderlichen Größenordnung von ca. 10 TWh_{el} kommt das Erdgasnetz mit einer vorhandenen Speicherkapazität von 220 TWh_{th} in Frage, welches mit erneuerbarem Gas gespeist wird.

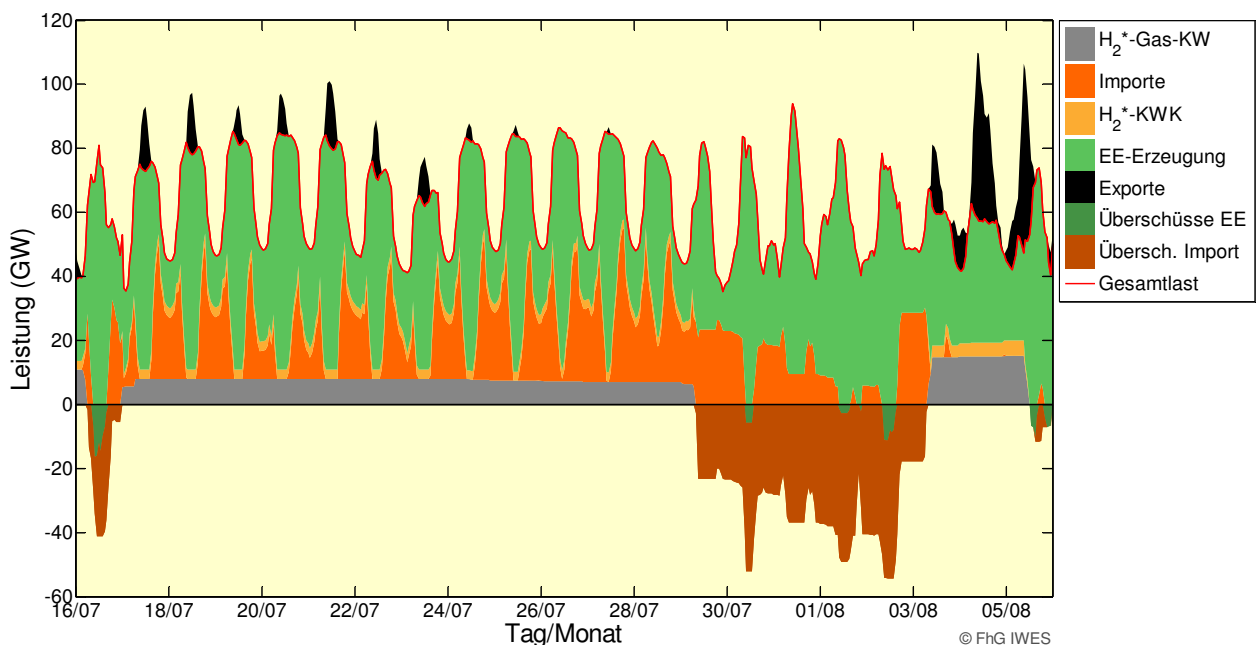


Abbildung 12: Verlauf von Last und Stromüberschüssen für eine Extremsituation im Gesamtsystem für Deutschland im Szenario B-100%-S/H2 im Jahr 2050 (Wetterjahr 2006). Trotz europäischer Integration und Erzeugungs- und Lastmanagement verbleibt ein Bedarf an Langzeitspeichern

6 Ökonomische Wirkungen

6.1 Die jährlich zu installierenden Leistungen der EE-Techniken bestimmen in Kombination mit den spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen der Einzeltechniken das durch den Ausbau der Erneuerbaren mobilisierte Investitionsvolumen. Es ist ein wichtiger Indikator dafür, welchen Stellenwert ein derartiger Ausbau in der Volkswirtschaft hat. Das **Investitionsvolumen in alle EE-Anlagen** (Preisbasis 2009) bleibt nach den durch die Fotovoltaik bestimmten Spitzen der Jahre 2009 bis 2011 mit bis zu 32 Mrd. €/a relativ konstant bei 18 Mrd. €/a (alle Kosten in €₂₀₀₉). Erst nach 2030 wächst es nochmals bis auf 22 Mrd. €/a (**Abbildung 13**). Es wird deutlich, dass die im Basisszenario 2010 A angenommene Wachstumsdynamik unbedingt erforderlich ist, um die angestrebten Kostendegressionen der Einzeltechniken durch steigende Umsätze kompensieren zu können. Das ist auch eine wichtige Voraussetzung dafür, dass die Technologieführerschaft Deutschlands für die Mehrzahl der EE-Techniken auf dem Weltmarkt gehalten werden kann. Dies bestätigt die Bedeutung des politisch gesetzten Ziels, eines Anteils von mindestens 18% der EE am Bruttoendenergieverbrauch des Jahres 2020. Deutlich höher steigen die Investitionen ab 2030, wenn bis 2050 eine 100%ige EE-Stromversorgung angestrebt wird. Im Zeitabschnitt 2030 bis 2040 belaufen sie sich bereits auf im Mittel 23 Mrd. €/a und steigen im Jahrzehnt 2040 bis 2050 auf 32 Mrd. €/a, wovon 24 Mrd. €/a auf die EE-Stromversorgung und 8 Mrd. €/a auf die Wärmeversorgung entfallen. Die dominierenden Techniken sind dann die Windenergie und Kraftwerke im europäischen Stromverbund mit jeweils rund 7 Mrd. €/a Umsatz.

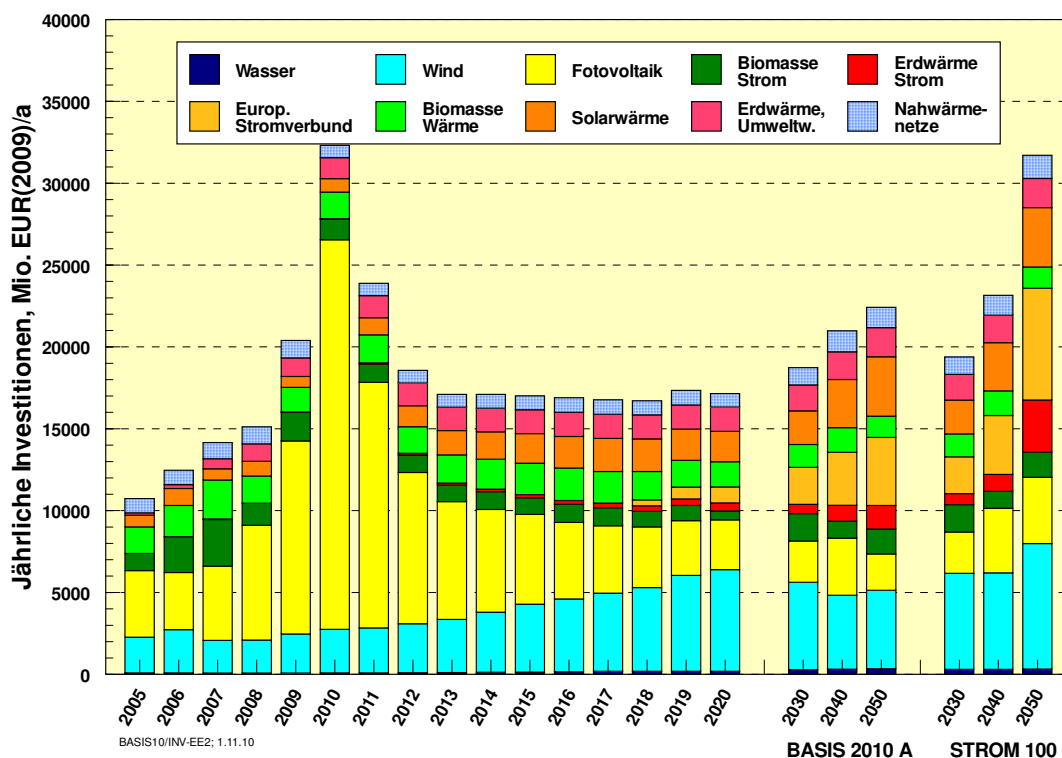


Abbildung 13: Investitionen in EE-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung im Basisszenario 2010 A und ab 2030 für das Szenario B-100%-S/H₂

6.2 Bis 2009 wurden in EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung insgesamt rund 120 Mrd. € investiert. Zwischen 2010 und 2020 wird das **kumulierte Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A** mit weiteren 202 Mrd. € nahezu doppelt so hoch sein. Den größ-

ten Anteil daran hat die Fotovoltaik mit 86 Mrd. €. Es folgt die Windenergie mit 46 Mrd. €, gefolgt von der Biomasse (Strom und Wärme) mit 30 Mrd. € und Solarkollektoren sowie Umwelt-/Erdwärme mit jeweils 18 Mrd. €. Auch in den nächsten Jahrzehnten bis 2050 bleibt das Niveau mit rund 200 Mrd. € pro Jahrzehnt im Basisszenario A in dieser Größenordnung.

6.3 Für die EE-Techniken zur Stromerzeugung stellen sich **längerfristig Gestehungskosten zwischen 5 und 9 ct₂₀₀₉/kWh_{el}** ein. Die durchschnittlichen Kosten aller installierten EE-Neuanlagen lagen im Jahr 2009 bei 13,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik bei 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el}). Auf Grund des derzeit deutlichen Wachstums von Fotovoltaikanlagen sowie der bevorstehenden Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen werden sie bis 2011 auf 14,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} steigen. Die Unterschiede zum Mittelwert ohne Fotovoltaik sind in dieser Phase mit 4 ct₂₀₀₉/kWh_{el} besonders groß. Bis 2020 sinken die Mittelwerte des Gesamtmixes dann wieder deutlich auf 9,3 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik 8,1 ct₂₀₀₉/kWh_{el}), bis 2030 auf 7,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (7,1 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) und weiter bis 2050 auf 6,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (5,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el}).

6.4 Systemanalytische Differenzkosten und EEG-Differenzkosten

In den ökonomischen Analysen werden zwei unterschiedliche Differenzkostenbegriffe verwendet:

Für gesamtwirtschaftlich orientierte Analysen relevant sind dabei in erster Linie die *systemanalytischen Differenzkosten*. Im Blick stehen dabei die Gestehungskosten des EE-Ausbaus im Strom-, Wärme und Verkehrssektor im Vergleich zu fossil-nuklearen Alternativen. Diese lassen sich durch annuitätische Investitionskosten (Kapitalkosten), zuzüglich Brennstoffkosten bei Biomasse und fossilem Brennstoffbedarf und zuzüglich anderer Betriebskosten, abbilden. Auf dieser Grundlage können Aussagen über die gesamtwirtschaftlich positiven oder negativen Kosten durch EE gemacht werden.

Demgegenüber sind die in der politischen Diskussion häufig im Zentrum stehenden *EEG-Differenzkosten* anders definiert. Hierbei geht es um die Differenz zwischen EEG-Vergütungen und den Strombezugskosten am Stromspotmarkt. Diese wird auf die Stromkunden über die EEG-Umlage überwälzt. Es handelt sich um eine Verteilungswirkung: Den Einnahmen bei Anlagenbetreibern und ggf. Stromlieferanten stehen Belastungen der Stromkunden gegenüber.

6.5 Einschließlich 2010 sind für den gesamten EE-Ausbau bisher 71 Mrd. € an systemanalytischen Differenzkosten aufgelaufen (**Abbildung 14**), wenn gegen die bisherigen anlegbaren Strom-, Wärme- und Kraftstoffpreise verglichen wird. Zu beachten ist, dass diese nach den geltenden Marktregeln ihre externen Kosten für Umwelt- und Klimaschäden bisher nur in geringem Umfang berücksichtigen müssen. Die weiteren Investitionen in eine klimaschonende Energieerzeugung auf der Basis von Erneuerbaren führen deshalb gegenüber der konventionellen Energieerzeugung auch mittelfristig noch zu steigenden **systemanalytischen Differenzkosten**. Diese werden sich ab Mitte dieses Jahrzehnts wieder in dem Maße reduzieren, wie die steigenden Preise für fossile Energieträger und für Emissionshandelszertifikate auf der einen und kostensenkende Lernkurveneffekte der Erneuerbaren auf der anderen Seite Wirkung zeigen. Mit wachsender Internalisierung externer Kosten durch den Emissionshandel und andere energiepolitische Instrumente werden die systematischen Wettbewerbsnachteile der Erneuerbaren abgebaut.

6.6 Die positiven ökonomischen Wirkungen der EE zeigen sich vollständig ab etwa 2025. Zu diesem Zeitpunkt treten im Mittel keine systemanalytischen Differenzkosten mehr auf, wenn von Preisentwicklungen gemäß Pfad A („deutlich“) ausgegangen wird (bei Wind und EE-

Wärme im Mittel bereits um 2020). Danach werden der Volkswirtschaft **durch die Nutzung der EE Aufwendungen erspart**, die andernfalls für die zusätzliche Versorgung mit fossilen Energien (Brennstoffkosten; CO₂-Zertifikatskosten etc.) aufgewandt werden müssten. Im Basisszenario 2010 A steigen die kumulierten systemanalytischen Differenzkosten bis 2020 auf ein Maximum von 207 Mrd. €. Ende 2040 liegt der kumulierte Wert der systemanalytischen Differenzkosten aller EE-Techniken mit -76 Mrd. € bereits im negativen Bereich, sämtliche Vorleistungen des EE-Ausbaus sind also kurz vorher getilgt worden. Zur Jahrhundertmitte hat die Versorgung der Volkswirtschaft mit erneuerbaren Energien bereits rund **665 Mrd. € gegenüber der Weiterführung einer fossilen Energieversorgung eingespart**.

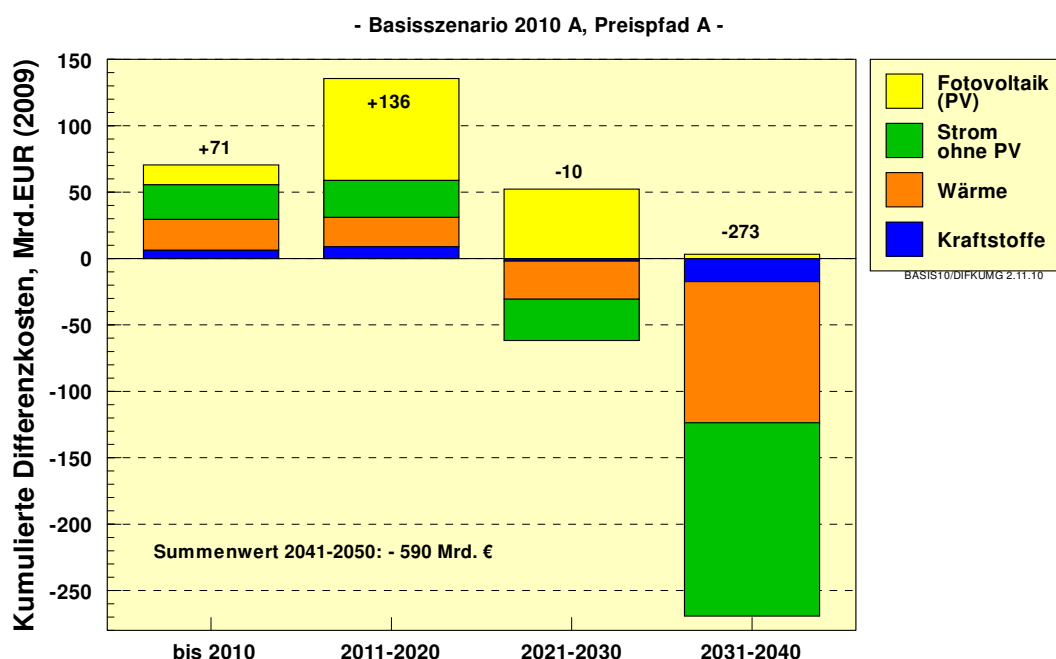


Abbildung 14: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Basisszenario 2010 A für 10-Jahres-Abschnitte

6.7 Steigen die fossilen Energiepreise weniger an (Preispfad B, „mäßig“), treten erst ab 2032 keine Differenzkosten mehr auf. Bis dahin erhöhen sich die **kumulierten systemanalytischen Differenzkosten** auf rund 320 Mrd. €. Der Zeitpunkt ihrer vollständigen „Rückzahlung“ liegt dann kurz nach 2050. Ein derartiger Verlauf der fossilen Energiepreise würde also von der Energiepolitik eine längerfristig angelegte Begründungsbasis für den Umbau der Energieversorgung verlangen, als dies bei deutlicheren Preisanstiegen der Fall ist. Im Gegensatz dazu treten bei der **Berücksichtigung der externen Kosten** der Energieversorgung (Pfad E) über den gesamten Zeitraum des EE-Ausbaus volkswirtschaftlich positive Wirkungen (d. h. negative Differenzkosten) auf. Angesichts der durch den Klimawandel zu erwartenden Schäden bzw. Kosten würde daher eine Blockade oder deutliche Verzögerung des EE-Ausbaus ein fatales Marktversagen darstellen mit erheblichen negativen Konsequenzen für die Volkswirtschaft.

6.8 Bei unverändertem **Fortbestand des EEG** in der derzeit gültigen Fassung und Fortschreibung der Vergütungssatzdegressionen bis zum Jahr 2030 entstehen im Basisszenario 2010 A den Stromkunden bis Mitte dieses Jahrzehnts noch steigende EEG-Differenzkosten.

Das Maximum ist um das Jahr 2015 mit 12 Mrd. €/a zu erwarten¹. Diese werden anschließend im Preispfad A „*Deutlich*“ wieder deutlich zurückgehen (im Preispfad B „*Mäßig*“ etwas langsamer) und bis zum Jahr 2030 auf Werte – je nach Preispfad – von 1 bis 3 Mrd. €/a sinken. Die Verteilung der EEG-Differenzkosten auf den umlagefähigen Stromletzterverbrauch für Endkunden (EEG-Umlage) wird ein **Maximum von 3,2 ct/kWh**¹ (ohne Nachholeffekte wegen Unterschätzung in Vorjahren) erreichen, wenn der in den Basisszenarien angenommene Fotovoltaikausbaupfad (8,5 GW in 2010; 6 GW in 2011 und 4,2 GW in 2012) eingehalten wird. Einem Referenzhaushalt mit einem Stromverbrauch von jährlich 3500 kWh entstehen im Bereich des Kostenmaximums EEG-Mehrkosten von etwa 110 € pro Jahr. Bis 2030 wird die EEG-Umlage je nach Preispfad auf Werte zwischen 0,3 bis 0,8 ct/kWh zurückgehen.

6.9 Die ermittelten **Verläufe der EEG-Differenzkosten** sind – wie die Vergangenheit deutlich gezeigt hat – von der tatsächlichen Entwicklung des EE-Ausbaus (insbesondere der Fotovoltaik) und den Spotmarkt-Strompreisen an der Börse abhängig. Die Berechnungen gehen von den aktuell im EEG festgelegten Regelungen aus. Als einzige Ausnahme wird unterstellt, dass die künftige **Inanspruchnahme von § 37 EEG** im Zuge der EEG-Neufassung 2012 deutlich eingeschränkt wird. Ansonsten könnte die EEG-Umlage durch eine massive Reduzierung der für die EEG-Umlage bedeutsamen Letztverbraucherhermenge auch unabhängig vom EE-Zubau deutlich ansteigen. Auch der gegenwärtige Wälzungsmechanismus für EEG-Strom wirkt indirekt in Richtung steigender Umlagekosten. Durch den Merit-Order Effekt senken Windstrom und Fotovoltaikstrom zu gewissen Zeiten die Großhandelspreise; dadurch erhöhen sich automatisch die EEG-Umlagekosten, wodurch Letztverbraucher zusätzlich belastet werden, während Verbraucher mit gedeckelter Umlage, also stromintensive Unternehmen, davon nicht betroffen sind. Dies ist nicht im Sinne einer angemessenen Lastenverteilung. Eine **Neugestaltung des EEG-Wälzungsmechanismus** sollte daher auch Gegenstand der im Jahr 2012 anstehenden EEG-Neufassung sein.

6.10 Bei der von Kostenüberlegungen und einzelwirtschaftlichen Betrachtungen dominierten Diskussion um das Für und Wider eines EE-Ausbaus wird der vorhandene und **erwünschte Nutzen in der Regel außer Acht** gelassen. Hierbei handelt es sich aber um zentrale gesellschaftliche Ziele, wie Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung, Verringerung langfristiger Klimaschäden bzw. deren Kosten, Schonung fossiler Energieressourcen, Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten oder Weiterentwicklung von Techniken zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen aus Erneuerbaren. Weil die quantifizierbaren Nutzenbeträge noch weitgehend theoretischer Natur sind und sie in der Kostenkalkulation der Marktteilnehmer bislang weitgehend nicht enthalten sind, werden Investitionsentscheidungen nicht nach dem **langfristig optimalen volkswirtschaftlichen Nutzen** gefällt, sondern suboptimal nach dem kurzfristigen Kalkül der einzelnen Wirtschaftsobjekte. Es ist die Aufgabe des Gesetzgebers, die notwendigen **Marktkorrekturen in Form von Förderinstrumenten und anderer staatlicher „Leitplanken“** zu setzen. Diese letztlich mit „Preissteigerungen“ verbundenen Korrekturen des derzeitigen „Marktversagens“ müssen von einer aufgeklärten Energie- und Klimaschutzpolitik, welche die Belange des Umwelt- und Klima-

¹ Dies entspricht dem von den ÜNB bereits für 2011 ermittelten Wert (ohne Nachzahlung für 2010). Anders als in der Mittelfristprognose der ÜNB für die Jahre 2012 bis 2015 (vgl. www.eeg-kwk.net) wird hier für die Folgejahre von keinem nennenswerten weiteren Anstieg der Differenzkosten ausgegangen; insbesondere aufgrund deutlich niedrigerer Annahmen bzgl. des erwarteten PV-Ausbaus.

schutzes gleichrangig neben wirtschafts- und sozialpolitische Interessen stellt, als notwendige und langfristig nützliche Maßnahmen gesehen und so den Bürgern vermittelt werden.

7 Schlussfolgerungen

7.1 In den Szenarien kann im Zeitraum 2010 bis 2050 eine **Minderung der CO₂-Emissionen** von insgesamt 596 Mio. t CO₂/a (Basisszenario 2010 A) bis 644 Mio. t CO₂/a (Szenario B-100%-S/H2) erreicht werden. Die Bruttominderung unter Einbeziehung der Kompensation für die wegfallende Kernenergie beläuft sich im Basisszenario 2010 A auf 702 Mio. t CO₂/a (**Abbildung 15**; Szenario B-100%-S/H2 = 750 Mio. t CO₂/a). Die beiden Strategien „Effizienzsteigerung“ und „Ausbau der EE“ sind in diesem Zeitraum in ihrer Bedeutung etwa gleichwertig. Die Effizienzsteigerung erbringt eine (Brutto-)Minderung von 400 Mio. t CO₂/a, der EE-Ausbau von 302 Mio. t CO₂/a (bzw. 350 Mio. t CO₂/a im Szenario B-100%-S/H2). Zwei Segmente ragen in ihrer Bedeutung dabei heraus. Zum einen ist dies der **„Ausbau der EE in der Stromversorgung“ (1)** zum anderen die **„Steigerung der Energieeffizienz im Wärmebereich“ (2)**. Ein weiteres wichtiges Segment stellt die „Effizienzsteigerung im Stromsektor“ (3) dar. Damit sind bereits 75% der Gesamtminderung erbracht. Es folgen die Segmente „Weitere Effizienzsteigerung im Verkehrssektor“ (4), „Ausbau der EE im Wärme-sektor“ (5) und „Ausbau der EE im Verkehrssektor“ (6). Von den im Jahr 2050 verbleibenden CO₂-Emissionen in Höhe von 152 Mio. t CO₂/a kommen nur noch 23 Mio. t CO₂/a aus der Strombereitstellung und 56 Mio. t CO₂/a aus dem Verkehr. Der Wärmesektor verursacht dann mit 73 Mio. t CO₂/a nahezu die Hälfte der restlichen Emissionen.

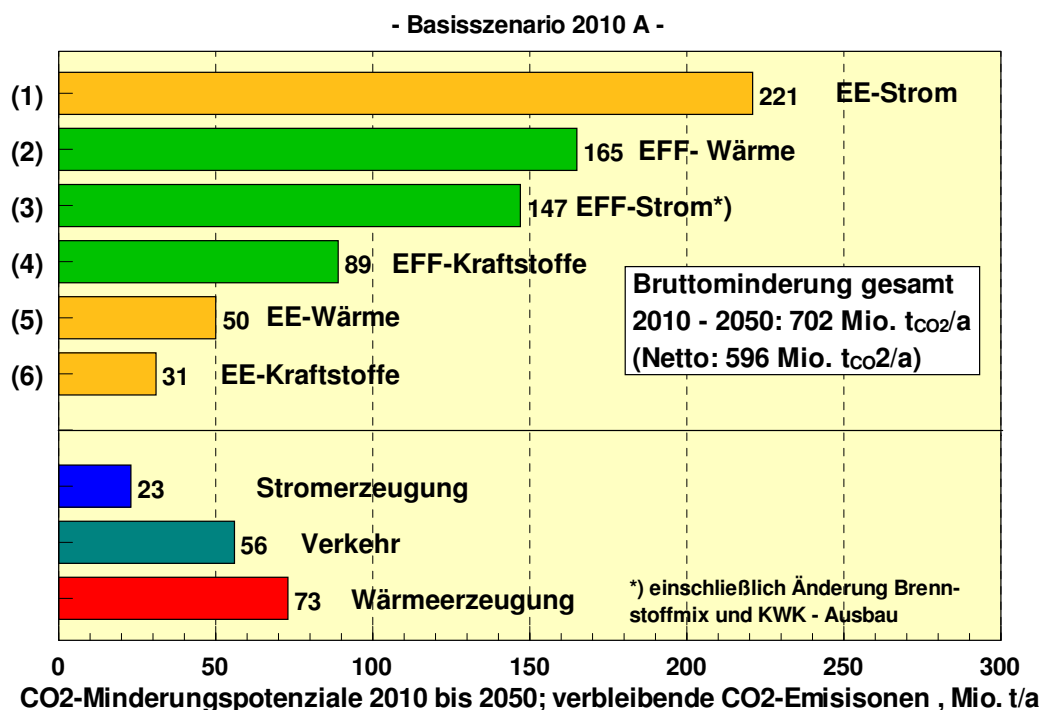


Abbildung 15: Beitrag einzelner Segmente der Energieversorgung zur CO₂-Minderung zwischen 2010 und 2050 im Basisszenario 2010 A und verbleibende Restemissionen in 2050 nach Sektoren

7.2 Die Anteile der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch sind in **Tabelle 8** den Zielvorgaben des Energiekonzepts gegenübergestellt. Beim Bruttoendenergieverbrauch zeigen die Basisszenarien, dass die Zielwerte 2020 bis 2040 um 3 bis 5 Prozentpunkte übertroffen werden können. Im Jahr 2050 ist der Unterschied mit 9 Prozentpunkten naturgemäß im Szenario B 100%-S/H2 deutlich. Die EE-Anteile am Bruttostromverbrauch sind in den Basisszenarien durchweg deutlich höher. Da auch der Nenner „Bruttostromverbrauch“ in den Szenarien höher ist, erfordern die Zielvorgaben des Energiekonzepts – unter der Voraussetzung, dass die dortigen Effizienzziele beim Strom erreicht werden – einen deutlich geringeren Ausbau der EE-Stromerzeugung als er in den Basisszenarien dargestellt wurde. Das wird in den Szenarien zum Energiekonzept bestätigt. Der EE-Ausbau im Strombereich liegt in den Basisszenarien 2010 A bzw. C im Jahr 2050 um 33% über dem höchsten Wert der Szenarien zum Energiekonzept. Das nur noch langsame Wachstum der EE-Stromerzeugung nach 2020 in den Szenarien zum Energiekonzept ist mit den Anforderungen eines stabilen Inlandsmarktes und daraus ableitbarer dynamischer Teilnahme an dem wachsenden globalen EE-Markt nicht vereinbar.

Tabelle 8: EE-Anteile der Szenarien am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch im Vergleich zu den Zielwerten des Energiekonzepts

| | EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch (%) | | | | EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (%) | | | |
|------|--------------------------------------------|-------------|---------|---------------|---------------------------------------|-------------|---------|---------------|
| | Energie-konzept | Basis A (C) | Basis B | B-100% - S/H2 | Energie-konzept | Basis A (C) | Basis B | B-100% - S/H2 |
| 2020 | 18 | 21,2 | 21,2 | 21,2 | 35 | 40,0 | 40,0 | 40,0 |
| 2030 | 30 | 33,3 | 33,8 | 35,3 | 50 | 64,7 | 65,0 | 66,0 |
| 2040 | 45 | 46,7 | 47,6 | 50,3 | 65 | 82,6 | 82,8 | 85,1 |
| 2050 | 60 | 60,0 | 61,7 | 69,2 | 80 | 86,2 | 86,3 | 100 |

7.3 Die erfolgreiche Umsetzung der zu erbringenden CO₂-Minderungen in den einzelnen Segmenten erfordert in der Regel die Kombination beträchtlicher struktureller Veränderungen, den Einsatz vielfältiger energiepolitischer Maßnahmenbündel mit gezielten Anreizen für viele Einzelakteure sowie die **Überwindung zahlreicher Hemmnisse** und Einzelinteressen. In Kapitel 7 der Langfassung (Seiten 160 bis 171) sind die in der Untersuchung gewonnenen Erkenntnisse und Empfehlungen zu den jeweiligen Segmenten ausführlich erläutert. Auf die wichtigsten Punkte wird hier schlaglichtartig hingewiesen.

(1) Umbau der Stromversorgung zu hohen EE-Anteilen

- A) Der weitere Zubau von EE-Anlagen ist aus technischer Sicht weitgehend gesichert.
- B) Das EEG muss als wirksamstes Instrument erhalten bleiben, solange der Leitpreis im Strommarkt (Börsenpreis) nicht die Vollkosten der Strombereitstellung wiedergibt. Der Einspeisevorrang für EE ist dauerhaft sicherzustellen.
- C) Eine Anpassung der Ausschreibungsbedingungen für Regelenergie ist notwendig.
- D) Das Stromnetz muss beschleunigt ausgebaut werden; längerfristig sind Strom-, Gas- und Wärmenetze „intelligent“ miteinander zu verknüpfen.

- E) Längerfristig sind konventionelle Kraftwerke so anzupassen, dass sie optimal in ein vernetztes und flexibles System aus Stromerzeugern, Speichern, Netzen und Lastmanagement bei Verbrauchern eingebunden werden können.
- F) Die Laufzeitverlängerung von Kernenergie erfordert die Stilllegung fossiler Altkraftwerke in großem Umfang.
- G) Die anzustrebende Ausweitung der KWK ist mit Effizienzsteigerungen und dem EE-Ausbau längerfristig genau abzustimmen.
- H) Die Preisgestaltung auf dem Strommarkt muss grundsätzlich überdacht werden; vom Grundsatz her müssen die Vollkosten aller Optionen in den Marktpreisen enthalten sein.
- I) Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Energiepreisen sollten sich aus Vorsorgegründen und wegen einer stärkeren Anreizwirkung auf den notwendigen Strukturwandel eher im oberen Segment von Prognosen bewegen.

(2) Effizienzsteigerung im Wärmebereich, insbesondere Gebäudesanierung

- A) Die Zielsetzungen für die energetische Sanierung des Gebäudebestands müssen neben den technischen Möglichkeiten auch ökonomisch sinnvolle Grenzen berücksichtigen.
- B) Die energetischen Sanierungsraten von Gebäuden muss beträchtlich gesteigert werden.
- C) Die Möglichkeiten der Wärmebedarfsdeckung durch Kraft-Wärme-Kopplung, Solarkollektoren und Erd- und Umgebungswärme müssen in einem ausgewogenen Verhältnis zu den Möglichkeiten von Gebäudesanierungs- und Dämmmaßnahmen stehen.
- D) Der industrielle Prozesswärmebereich verfügt ebenfalls noch über beträchtliche Effizienzpotenziale.

(3) Effizienzsteigerung im Strombereich

- A) Geeignete Maßnahmen sind die Einrichtung eines Effizienzfonds, die Kennzeichnungspflicht für Geräte sowie Mindeststandards für Motoren, Pumpen und andere häufig genutzte Aggregate.
- B) Empfehlenswert ist die Angabe der Gesamtkosten von Geräten (Anschaffungs- und Verbrauchskosten über eine mittlere Lebensdauer).
- C) Weitere Anreize für betriebliche und kommunale Energiekonzepte und zur Verstärkung des Einspar-Contractings sind erforderlich.
- D) Die beschleunigte Substitution von Elektrospeicher- und -direktheizungen ist zwingend notwendig.

(4) Effizienzsteigerung im Verkehr

- A) Weitgehende Ausnutzung technischer Effizienzpotenziale bei Antrieben, Leichtbau, Aerodynamik und Rollwiderstand, sowie die generelle Hybridisierung sind erforderlich.
- B) Anreize zur Verschiebung des Fahrzeugparks zu kleineren bzw. leichteren Fahrzeugen sind zu verstärken (u. a. Tempolimit, steuerliche Anreize bzw. Belastungen).
- C) Ehrgeizige CO₂-Grenzwerte sind konkret vorzugeben und einzuhalten.
- D) Beträchtliche Verlagerungen des Güterverkehrs auf die Schiene (~Verdopplung) sind erforderlich; dazu sollte die Investitionspolitik der Deutschen Bahn grundsätzlich überdacht werden.

(5) EE-Ausbau im Wärmesektor

- A) Zur Erschließung größerer EE-Potenziale ist es erforderlich, den Beitrag von Nahwärmeversorgungen deutlich zu steigern.
- B) Kommunen sollten verpflichtet werden, flächendeckende Wärmenutzungspläne bzw. Energiekonzepte zu erstellen, in denen quartiersbezogen die jeweils zweckmäßigsten Kombinationen von Gebäudedämmung, Einzel- und Nahwärmeversorgungen auf fossiler KWK-Basis und mittels Erneuerbarer ermittelt und bei Neuinvestitionen verbindlich festgelegt werden.
- C) EEWärmeG und MAP entwickeln nicht die notwendige Dynamik, die für ein schnelles EE-Wachstum erforderlich sind; es sollte ein budgetunabhängiges Förderinstrument eingeführt werden.
- D) Der flexible Einsatz von KWK-Anlagen ist technisch vorzubereiten (Wärmespeicher) und wirtschaftlich anzureizen, um auch zukünftig eine sinnvolle Auslastung bei gleichzeitig stromoptimiertem Betrieb zu ermöglichen.

(6) EE-Ausbau im Verkehrssektor

- A) Zur Ablösung fossiler Kraftstoffe stehen prinzipiell drei Optionen zur Verfügung: Biokraftstoffe, direkte Nutzung von EE-Strom in Elektro- und Hybridfahrzeugen und aus EE-Strom hergestellte chemische Energieträger wie Wasserstoff oder Methan.
- B) Biokraftstoffe sind kurz- bis mittelfristig einsetzbar und haben hinsichtlich der erzielbaren Ausbeuten und der einsetzbaren Biomassen noch Entwicklungspotenziale, sie haben aber eine deutliche Potenzialgrenze.
- C) EE-Strom und chemische EE-Energieträger sind potenziell kaum begrenzt, ihre Nutzung im Verkehr erfordert aber noch weitere Entwicklungsschritte und kostensenkende Innovationen.
- D) Die Verknüpfung des EE-Stromangebots mit seiner direkten Nutzung in Fahrzeugen und der Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe eröffnen interessante Möglichkeiten sowohl für das Stromlastmanagement als auch für das Erreichen sehr hoher EE-Anteile im Verkehr.

7.4 Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, die ökonomischen Risiken einer stark importabhängigen Energieversorgung, die Kenntnis um die wachsenden ökologischen Gefährdungen durch die immer aufwändiger werdende Gewinnung weiterer fossiler Energierohstoffe und die nach wie vor ungelösten Fragen einer sicheren Endlagerung von Kernbrennstoffen und der Beherrschung der Risiken einer ausgeweiteten Kernenergienutzung dürften es erleichtern, immer mehr gesellschaftliche und wirtschaftliche Akteure für den **notwendigen Umgestaltungsprozess der Energieversorgung** in Richtung erneuerbare Energien zu gewinnen. Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung ist ein wichtiger Schritt in diese Richtung gemacht worden. Es besteht ein weitgehender Konsens darüber, dass **erneuerbare Energien „eine tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung“** sein müssen und sich langfristig zur dominierenden Energiequelle entwickeln.

Es gilt allerdings noch mehr als bisher auch die volkswirtschaftlichen Vorteile eines deutlich effizienteren Umgangs mit Energie und eines strukturell konsequenten Ausbaus erneuerbarer Energien sichtbar zu machen. Daraus kann sich eine Eigendynamik entwickeln, die eine kluge Energiepolitik nutzen kann, um die erforderlichen „**Leitplanken**“ für die **Weiterentwicklung der Energieversorgung** noch präziser zu definieren und noch bestehende Widerstände und daraus folgende Umsetzungshemmnisse auszuräumen.

Summary of the findings of the Lead Study 2010

1 Introduction

For about a decade, climate policy and the development of renewable energies (RE) have been more and more on the political agenda in Europe and Germany. This study continues analyses which were started ten years ago by the department of Systems Analysis and Technology Assessment of the German Aerospace Center (DLR) together with various partner institutions. These earlier energy scenario studies focused on the generation of a consistent data base reflecting the long-term implementation of renewable energies and the structure of the energy system as a whole. The structural and economical effects of this development were derived and discussed. In the current ongoing project, **a much deeper analysis of possible structures of the future energy supply system** is carried out. This in-depth analysis by the project partners DLR, Stuttgart and Fraunhofer IWES, Kassel consists in applying a comprehensive dynamic and, in part, spatially resolved simulation of the electricity supply network. This in-depth analysis is necessary to show in a comprehensive and robust way the effects of considerably increasing renewable shares in the energy supply, and is a prerequisite for drawing up scenarios for a supply entirely from renewable sources. This study is the third publication resulting from the ongoing project, which runs from 2009 to 2011, after the “Leitszenario 2009” (Lead Scenario 2009) and the report “EEG-Wirkungen bis 2030” (EEG effects until 2030).

2 Given conditions

2.1 Based on the previous Lead Scenarios 2007 to 2009, different variants of the “Baseline Scenario 2010” are defined and calculated:

- **Baseline Scenario 2010 A:** Previously specified operating lives of the German nuclear power plants are retained. The share of electric vehicles in passenger transport (person kilometres) reaches 33% in 2050.
- **Baseline Scenario 2010 B:** Previously specified operating lives of the German nuclear power plants. The share of electric vehicles in passenger transport (person kilometres) reaches 66% in 2050. The resulting higher power demand compared to variant A is met by the installation of additional generation capacity from renewables.
- **Baseline Scenario 2010 C:** Extension of operating lives (graduated, 12 years on average) of the German nuclear power plants according to the decision of the German government of 5 September 2010. All other assumptions, especially RE development pathways, are the same as in Baseline Scenario 2010 A. As scenario analyses have already started in 2009, the scenarios A and B are presented in more detail than scenario C which was calculated in a very limited time frame. However, scenario C will be the basis for further scenario analysis in this project.

In addition, a scenario for a 100% RE power supply by 2050 is derived and calculated from the Baseline Scenario 2010 B (**Scenario B 100%-S/H₂**). Hydrogen is used as a chemical energy storage medium in the 100% RE scenario. In addition, prospects for close meshing of the electricity and gas grids by generating and using renewable methane are outlined.

The scenarios show how the climate protection strategy outlined in the German government's Energy Concept can be implemented gradually. They extend the range of energy

scenarios prepared for this Energy Concept. In part, they follow the same strategies, but also add differing approaches. The target-oriented Baseline Scenarios show how the principal objective of climate policy - the reduction of CO₂ emissions by 85%, and of all greenhouse gas emissions by 80% by 2050 (compared to emissions of 1990) - can be achieved. In addition, they show how the targets for expansion of renewables defined in the Energy Concept can be met.

2.2 The fundamental **demographic, structural and economic assumptions** for the Baseline Scenarios, which determine the level of economic activity and thus the demand for energy, correspond largely to those made for the German government's Energy Concept. So there is good comparability, especially as other recent scenarios use similar assumptions on given conditions. In the Baseline Scenarios the GDP was assumed to grow between 2009 and 2020 by 1.1% per year on average and between 2020 and 2050 by 0.85 % per year on average. GDP is therefore about 50% higher in 2050 than in the year 2009.

2.3 Required growth rates of energy productivity (in GDP/MJ) can be derived from the expected growth of economic activities, and from the intended reduction of energy consumption for reasons of climate protection and for resource efficiency. On the long-term average, primary energy productivity increased by 1.8% per year in the past. An increase of the average **growth rate of primary energy productivity to 2.7% per year up to 2020** was assumed in the Baseline Scenarios 2010 (growth rate related to final energy productivity: 2.1%/yr). This 50% higher growth rate requires a significant and much more ambitious implementation of efficiency measures in all sectors. After 2020, efforts to improve energy efficiency have to continue, in order to achieve a further reduction of primary energy consumption. Energy productivity should increase further between 2020 and 2030 by ~2.5%/yr.

2.4 Gross electricity consumption decreases in the Baseline Scenarios by 8% by 2020 (567 TWh/yr), compared to the consumption of 2008 (615 TWh/yr) and decreases further to around 535 TWh/yr by 2030. Consumption remains approx. constant afterwards (graph in **Figure 1** for Baseline Scenario A without electricity for hydrogen production). The growth of new and additional consumers such as electric-powered vehicles and heat pumps in the scenarios and the growth of electricity demand in rail transport are compensated by further efficiency improvements in other sectors. In the Baseline Scenarios 65% of the electricity in the year 2030 is generated from renewable sources of energy. This framework promotes the strong development of the "new" electricity consumers and enables **new applications for electric power to be developed**. Hydrogen generation via electrolysis develops as an additional new consumer of renewable power after 2030. This leads to an extra power demand of 100 TWh/yr in 2050. The target in the Energy Concept (from Sept. 2010) to reduce electricity consumption by 25% by 2050 could not be considered because scenario analyses have already started in 2009. The target will be considered in the following process.

2.5 Assumptions about the **development of the prices of fossil fuels and CO₂ emission allowances** specify key parameters for the future development of mobility costs, electricity and heat tariffs, and thus also for the assessment of the costs of the expansion of renewables. The assumptions in this study are based (with small modifications) on the **price paths A: significant increase and B: moderate increase** defined and applied in the Lead Study 2008. The development of fuel prices free at power plant is shown in **Figure 2** in comparison to assumptions of the Öko-Institut and for the German government's Energy Concept.

Price path A and B define a corridor of increasing fuel prices in which assumes a cost increase between 2009 and 2050 by a factor of about 1.7 (Path B) or of about 3 (Path A), in real terms, over 2009 prices. The price increases for hard coal (anthracite) and natural gas used for power generation are much higher than in the energy scenarios for the German government's Energy Concept.

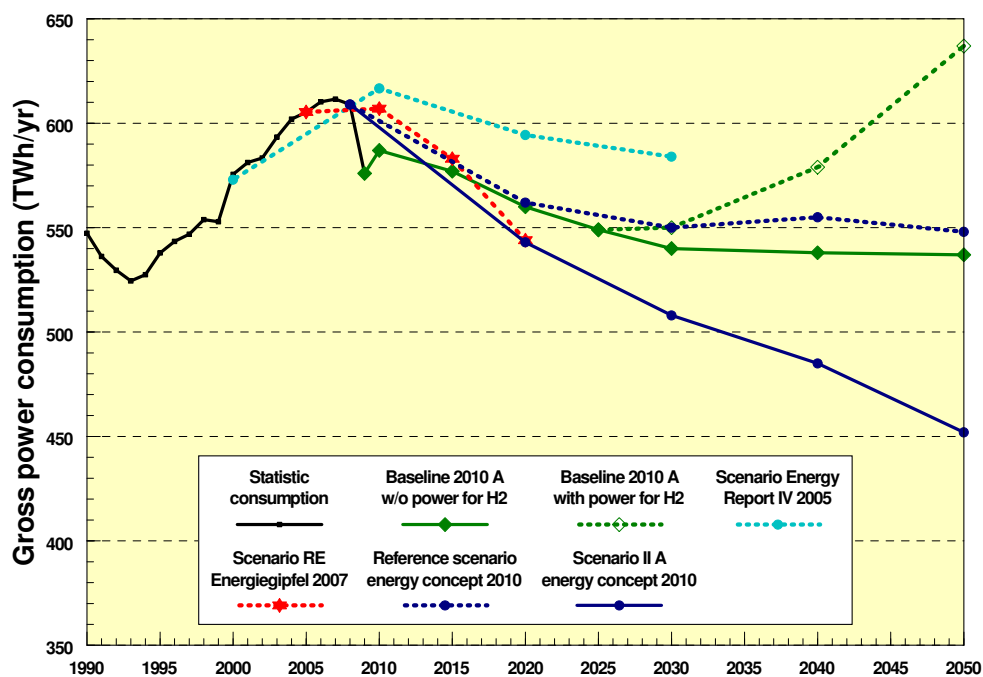


Figure 1: Current gross power consumption and assumptions about future consumption in the Baseline Scenario 2010 A, compared to other studies.

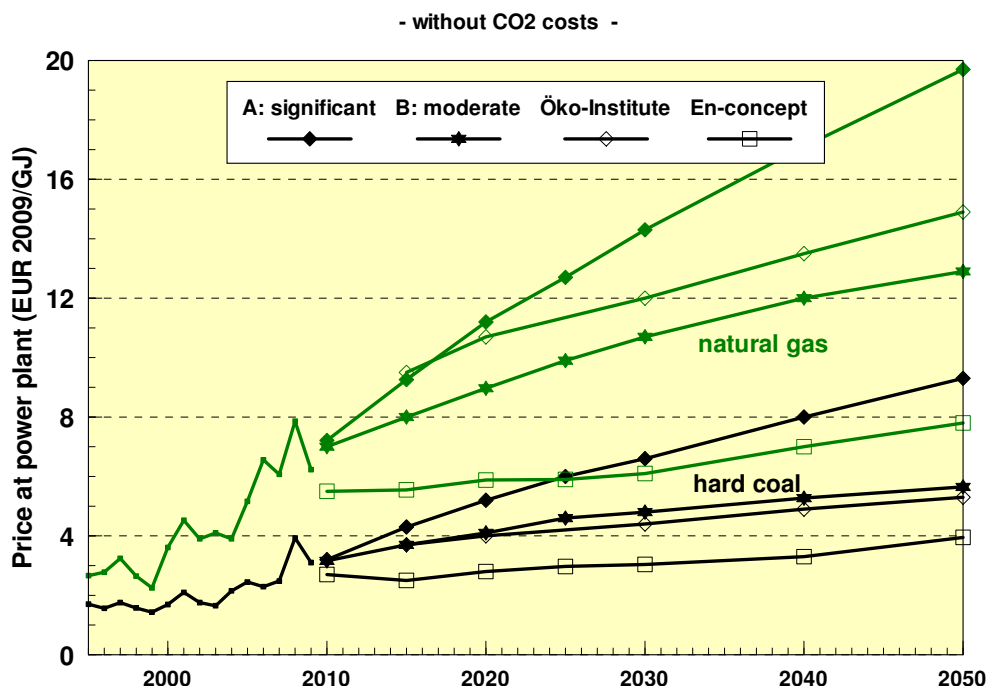


Figure 2: Fuel prices free at power plant representing the price developments A and B of the Baseline Scenarios compared to assumptions of the Öko-Institut and the energy scenarios for the energy concept 2010 of the German government.

Furthermore, assumptions about the price development for CO₂ allowances are of great importance. The CO₂ prices assumed for the Baseline Scenarios are for the price path A (price development B in parentheses) for 2010: €₂₀₀₇ 25/t CO₂ (21); for 2020: 40 (31), for 2030: 52 (36), for 2040: 62 (42) and for 2050: 73 (47).

3 Baseline Scenarios 2010

3.1 The Baseline Scenarios show significant changes in the field of energy conversion by 2050. Energy losses in conversion are significantly reduced due to the increasing share of power generation from renewables and the consequent strong decrease of thermal (condensing) power plants. In Baseline Scenario 2010 A their share is reduced from 75% today (fossil-and nuclear) to 47% by 2020 and to 20% by 2030. In 2050, electricity from thermal power plants plays a significant role only in flexible gas-fired power plants providing firm capacity to the grid. The other fossil-fuel power plants (gas and coal) will be used for cogeneration (combined-heat-and-power plants). Their contribution to the power supply increases up to 2030 by 65% compared to 2009, reaching a maximum then. After this, most electricity will be generated from renewable sources of energy. This development, combined with the implementation of ambitious efficiency measures on the demand side results in a **significant decrease in primary energy consumption** (see Figure 3). Consumption in the Baseline Scenario 2010 A decreases by 2020 to 84% and by 2050 to 56% of the demand in 2009.

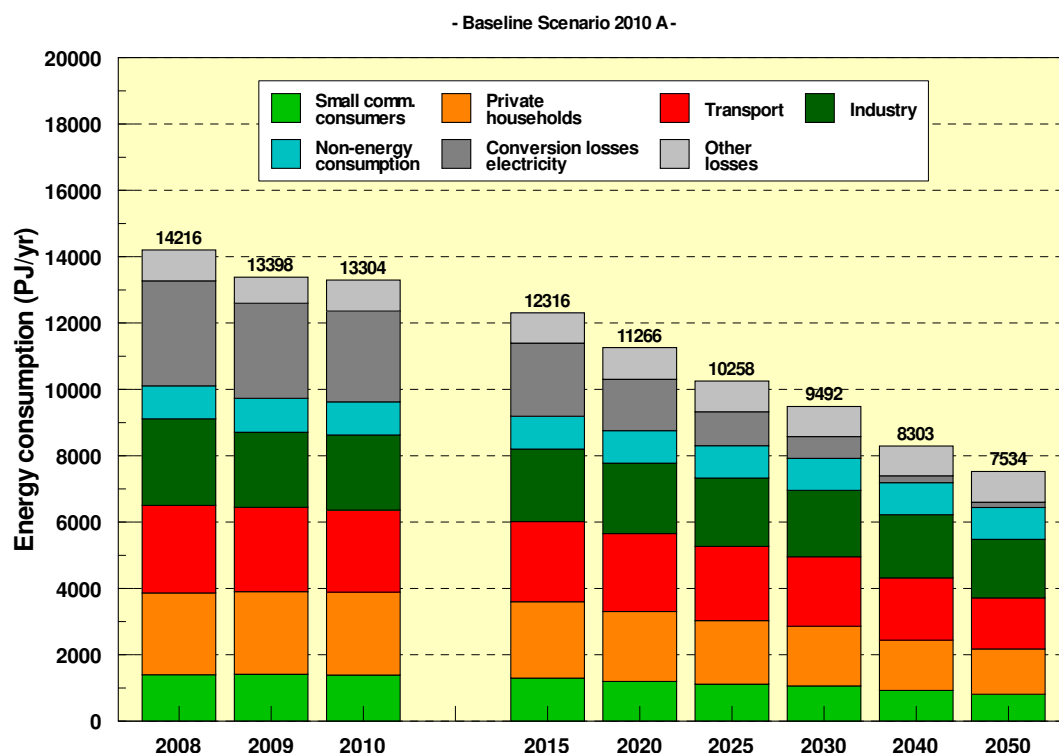


Figure 3: Development of the final and primary energy demand, Baseline Scenario 2010 A.

3.2 The total **decrease of final energy demand** between 2009 (temperature-adjusted) and 2020 amounts to 1060 PJ/yr (i.e. -12%). The largest contribution to this comes from efficiency measures in private households, which result in a decrease of energy demand of 480 PJ/yr. The second important contribution of 245 PJ/yr is achieved in the small commercial sector (commerce, business and services) followed by transport with 190 PJ/yr con-

sumption reduction. In the long term, the assumed energy-related modernisation of the entire building stock has a significant effect on energy demand. Total final energy demand decreases by 2050 by 38% compared to the 2009 level. The reduction in private households amounts to 47%, in small commercial consumers 44%, in transport 40% and in manufacturing industry 22%. By 2020, the imports of fossil-fuel energy can be reduced to 7565 PJ/yr, the import ratio decreases to 67% (2009: 9640 PJ/yr; import ratio 72%). In the year 2050, 3400 PJ/yr fossil fuel imports will amount to only 32% of today's volume, representing an import ratio of 45%. The **decrease of energy imports** is connected to a significant reduction in the carbon intensity of fossil energy consumption. Imported renewable power from the European interconnected grid (possibly also connected with Northern Africa and Eastern Europe) amounts to 445 PJ/yr in 2050 (equivalent to 124 TWh/yr electricity) and leads to an overall import ratio of 52%.

3.3 Avoided CO₂ emissions amount to 596 million tonnes CO₂ per year (mt CO₂/yr) by 2050 (compared to 2009) in the Baseline Scenario 2010 A. This results in an **85% reduction in CO₂ emissions over the 1990 level**. Increases in efficiency account for 294 mt CO₂/yr of this reduction, and the ongoing expansion of renewables for 302 mt CO₂/yr. So the full implementation of both strategies is required for developing a climate-friendly energy supply on time and for the long term. Due to the nuclear phase-out assumed in the Baseline Scenario 2010 A and the resulting slower reduction of CO₂ emissions in the power sector, the CO₂ reduction in the heating sector of 41% (compared to 2009) is of great importance in the medium term for reaching the interim target in 2020. Of the total CO₂ reduction of 596 mt CO₂/yr by 2050, 44% comes from power generation, 36% from the heating sector, and 20% from transport. **Total greenhouse gas emissions** are reduced in the Baseline Scenarios by 81% by 2050 (compared to 1990).

3.4 The renewable share of primary energy consumption reaches 19% by the year 2020 in the Baseline Scenario 2010 A (physical energy content method (IEA method)). The different areas of application contribute in varying degrees to the renewable share, with much the greatest contribution coming from electricity generation. By 2020, renewable energies cover 40% of gross power consumption, 18.1% of final energy demand for heating (without electric heating) and 10.3% of the total fuel demand in transport. The share of renewables in total final energy consumption in 2020 is about 22%. The target value of 18% of gross final energy demand in 2020 required by the EU Directive is exceeded at 21.2%. After the year 2020, renewables **start being the major source of energy**. Their share of primary energy increases by 2050 to almost 55%. Thus the structural transformation of the energy supply is already far advanced. 86% of electricity (gross electricity consumption) is generated from renewable sources. A good half of the heat demand is covered by renewables. In the transport sector too, the renewable share is already considerable, amounting to 42% (without electricity) of the total fuel demand (see **Table 1**).

3.5 **The renewable contribution to the energy supply** increases from 94.8 TWh/yr in 2009 to 227 TWh/yr in 2020, corresponding to a renewable share of 40%. Having an average growth rate of 18%/yr, photovoltaics have the strongest increase in capacity during this period, with some very steep increases in the short term. This value corresponds roughly to wind power growth in the past decade. Renewable power supply continues to grow after 2020, having an average annual growth rate of 4%. In 2030, renewable sources cover 65% of electricity supply. The dynamics of renewables growth is mainly a result of the development of wind power and solar energy (photovoltaics and solar thermal power generation).

Biomass use for power generation is limited due to the determination to avoid biomass imports and to use only domestic biomass potential. Therefore power generation from biomass reaches its maximum of about 60 TWh/yr around 2030.

Table 1: Key data of the Baseline Scenario 2010 A, especially renewable energy shares.

| | 2008*) | 2009*) | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------------------------------|--------|--------|-------|-------|------|------|------|
| primary energy [PJ/yr] | 14216 | 13398 | 13304 | 11266 | 9492 | 8303 | 7534 |
| primary energy RE [PJ/yr] ¹⁾ | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 2957 | 3661 | 4128 |
| RE share primary energy [%] | 8.1 | 8.7 | 9.5 | 18.9 | 31.2 | 44.1 | 54.8 |
| | | | | | | | |
| final energy [PJ/yr] | 9098 | 8714 | 8630 | 7783 | 6958 | 6228 | 5485 |
| final energy RE [PJ/yr] | 841 | 876 | 945 | 1710 | 2411 | 3021 | 3418 |
| RE share final energy [%] | 9.2 | 10.1 | 11.0 | 22.0 | 34.6 | 48.5 | 62.3 |
| RE share gross final energy [%] **) | 8.9 | 9.7 | 10.6 | 21.2 | 33.3 | 46.7 | 60.0 |
| electricity consumption [PJ/yr] | 1906 | 1793 | 1822 | 1728 | 1667 | 1670 | 1678 |
| electricity consumption RE [PJ/yr] | 335 | 341 | 373 | 793 | 1167 | 1488 | 1546 |
| RE share electricity [%] | 17.6 | 19.0 | 20.5 | 45.9 | 70.0 | 89.1 | 92.1 |
| | | | | | | | |
| heat consumption [PJ/yr] ²⁾ | 4606 | 4435 | 4391 | 3787 | 3316 | 2822 | 2450 |
| heat consumption RE [PJ/yr] | 374 | 414 | 434 | 684 | 919 | 1125 | 1298 |
| RE share heat [%] | 8.1 | 9.3 | 9.9 | 18.1 | 27.7 | 39.9 | 53.0 |
| | | | | | | | |
| motor fuel consumption [PJ/yr] ³⁾ | 2589 | 2486 | 2417 | 2268 | 1975 | 1735 | 1358 |
| motor fuel consumption RE [PJ/yr] | 132 | 121 | 138 | 233 | 325 | 408 | 574 |
| RE share motor fuel [%] | 5.1 | 4.9 | 5.7 | 10.3 | 16.5 | 23.5 | 42.3 |
| | | | | | | | |
| gross power generation [TWh/yr] ⁴⁾ | 615 | 582 | 594 | 567 | 558 | 587 | 645 |
| RE power generation [TWh/yr] | 93.3 | 94.8 | 108 | 227 | 361 | 485 | 556 |
| RE share gross power [%] | 15.2 | 16.3 | 18.2 | 40.0 | 64.7 | 82.6 | 86.2 |
| | | | | | | | |
| primary energy [PJ/yr] | 14216 | 13398 | 13304 | 11266 | 9492 | 8303 | 7534 |
| petroleum | 4905 | 4670 | 4686 | 3806 | 3022 | 2476 | 1756 |
| coal ⁵⁾ | 3483 | 3156 | 3028 | 2230 | 1130 | 373 | 187 |
| natural gas, petroleum gas, methane | 3058 | 2937 | 2902 | 2803 | 2383 | 1793 | 1463 |
| fossil-fuel energy, total | 11446 | 10763 | 10616 | 8839 | 6535 | 4643 | 3407 |
| nuclear power | 1623 | 1472 | 1418 | 295 | 0 | 0 | 0 |
| | | | | | | | |
| CO ₂ emissions [mt CO ₂ /yr] | 797 | 739 | 729 | 585 | 394 | 243 | 152 |
| reduction since 1990 [%] ⁶⁾ | 20.3 | 26.1 | 27.1 | 41.5 | 60.6 | 75.7 | 84.8 |
| reduction by RE [mt CO ₂ /yr] | 109 | 110 | 119 | 217 | 291 | 379 | 411 |
| GHG emissions [mt CO _{2eq} /yr] ⁷⁾ | 988 | 905 | 893 | 710 | 498 | 336 | 233 |
| reduction since 1990 [%] | 18.4 | 25.3 | 26.3 | 41.4 | 58.9 | 72.3 | 80.7 |

¹⁾ primary energy (physical energy content method)

²⁾ fuels only, i.e. without electric heating

³⁾ motor fuel consumption for road transport, rail and air transport, shipping; without electricity

⁴⁾ gross power consumption including electricity from pumped storage; incl. H₂ generation after 2030

⁵⁾ including other fossil fuels; including fossil-fuel power net import (without RE import)

⁶⁾ 1990 = 1000 mt CO₂/yr (energy related emissions and blast furnaces)

⁷⁾ including land use change (LULUCF; 1990 = 1211 mt equiv. CO₂/yr)

*) Data as at end August 2010. By BMU / AGEE-Stat subsequently published information on RE (see <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) may vary because of their periodical update.

**) gross final energy consumption = final energy + grid losses + station service heat and power in power and c.h.p. plants

The import of electricity from renewables starts to play a significant role for total power generation from renewable after 2020, as part of an interconnected European grid. In 2030, 19 TWh/yr is imported, corresponding to 6% of power from renewables consumed in Germany and 3.3% of total power demand in Germany. By 2050, electricity imports increase to 124 TWh/yr, or 19% of total power demand.

3.6 The utilisation of fossil-fuel power plants declines from average full-load hours of 5400 h/yr in 2009 to around 5000 h/yr in 2020, due to the dynamic development of renewable capacities. In the long term, this effect increases and results in full-load hours of about 3770 h/yr in 2030 and around 2000 in 2050. In contrast, the average utilisation factor of all renewable energy technologies increases due to the strong growth of offshore wind power and the increasing imports of RE power from areas with higher potential. Average RE full load hours in 2030 are about 2200 h/yr and reach 2850 h/yr in 2050. This reflects a **certain balancing out of the RE supply** which facilitates its integration into the power supply system.

3.7 As a result of the declining utilisation rates, the **installed capacities** of fossil-fuel condensing power plants will be reduced (**Table 2**). The total capacity of pure condensing power plants decreases from today's 60 GW to 48 GW in 2020 and to 29 GW in 2030. In 2030, this capacity is then only slightly larger than the total capacity of fossil-fuel cogeneration plants, that will – according to the official expansion target – rise to 25.7 GW in 2030. In Baseline Scenario 2010 A a total of 27 GW fossil-fuel capacity is decommissioned by 2020. New construction of fossil-fuel power plants has to be limited to 18 GW (of which 11 GW in CHP plants). In 2050, the remaining fossil-fuel capacities will be around 40 GW, mainly to generate balancing power for equalising fluctuations of the renewable power supply.

Table 2: Capacities of thermal power and CHP plants in the Baseline Scenario 2010 A.

| GW | 2008 | 2009 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| coal | 52.8 | 52.8 | 51.1 | 42.9 | 27.6 | 14.2 | 9.6 |
| - of which thermal PP | 40.6 | 40.2 | 39.4 | 30.8 | 16.3 | 5.3 | 3.8 |
| - of which CHP | 12.2 | 12.6 | 11.7 | 12.1 | 11.3 | 8.9 | 5.8 |
| natural gas/oil | 28.0 | 27.0 | 26.8 | 29.3 | 26.8 | 28.3 | 29.9 |
| - of which thermal PP | 20.9 | 19.9 | 18.6 | 17.3 | 12.4 | 12.4 | 12.4 |
| - of which CHP | 7.1 | 7.1 | 8.2 | 12.0 | 14.4 | 15.9 | 17.5 |
| total fossil-fuel capacity | 80.8 | 79.8 | 77.9 | 72.2 | 54.4 | 42.5 | 39.5 |
| - of which thermal PP | 61.5 | 60.1 | 58.0 | 48.1 | 28.7 | 17.7 | 16.2 |
| - of which CHP | 19.3 | 19.7 | 19.9 | 24.1 | 25.7 | 24.8 | 23.3 |
| total CHP (incl. biomass and geothermal energy) | 23.5 | 24.3 | 25.0 | 32.3 | 35.7 | 36.0 | 35.5 |
| nuclear power | 21.4 | 21.4 | 19.6 | 4.0 | 0 | 0 | 0 |
| total renewable capacities *) | 38.4 | 44.5 | 55.5 | 111.2 | 147.9 | 174.2 | 185.0 |
| total capacities | 140.6 | 145.7 | 153.0 | 187.4 | 202.3 | 216.7 | 224.5 |

*) without capacities of waste-to-energy plants using biogenic wastes

3.8 Nuclear phase-out is delayed in the **Baseline Scenario 2010 C**, in accordance with the decision of the German government of 5 September 2010, by 8 to 14 years (average 12 years). All other assumptions and basic conditions and the renewable power generation remain unchanged in this scenario variant. Hence, around 113 TWh/yr more electricity from

nuclear power is generated in 2020 compared to the Baseline Scenario 2010 A and correspondingly less fossil-fuel power generation is required. The resulting **installed power plant capacities** are shown in **Table 3** (see Table 2 for Baseline Scenario 2010 A). In 2020, only 28 GW capacity of fossil-fuel thermal power plants is required, and 39 GW of large fossil-fuel power plants have to be decommissioned by that time, and new capacities of at most 7.6 GW in larger fossil-fuel power plants can be installed in this period. They should only be constructed as CHP plants. The 14.8 GW capacities which are currently planned or under construction and which are expected to go on line by 2015 already well exceed this “acceptable” quantity. Therefore, if they are commissioned, their economic viability is not certain, because their utilisation factor will be too low. Municipal power utilities and other independent power producers are aware of these economic risks. If the **Renewable Energy Sources Act** remains unchanged – which is essential for the further development of renewable energies – the scope for fossil-fuel power plants would be further reduced by the expansion of capacity from renewables. The discussions about the term and further refinement or modification of the Renewable Energy Sources Act will thus also be determined by the extent to which “old” fossil-fuel power plants are actually decommissioned. If the decommissioning of fossil-fuel capacities is not extensive enough, the resulting “excess” of conventional capacities (especially base load) could increase the pressure for a reduction in “excess” power from renewables.

Table 3: Capacities of thermal power and CHP plants in the Baseline Scenario C.

| GW | 2008 | 2009 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| coal | 52.8 | 52.8 | 50.4 | 31.5 | 18.8 | 14.5 | 10.1 |
| - of which thermal PP | 40.6 | 40.2 | 38.7 | 20.1 | 7.9 | 5.5 | 3.5 |
| - of which CHP | 12.2 | 12.6 | 11.7 | 11.4 | 10.9 | 9.0 | 6.6 |
| natural gas/oil | 28.0 | 27.0 | 25.0 | 19.0 | 18.9 | 25.5 | 28.9 |
| - of which thermal PP | 20.9 | 19.9 | 16.8 | 7.9 | 6.3 | 11.1 | 13.1 |
| - of which CHP | 7.1 | 7.1 | 8.2 | 11.1 | 12.6 | 14.4 | 15.8 |
| total fossil capacities | 80.8 | 79.8 | 75.4 | 50.5 | 37.7 | 40.0 | 39.1 |
| - of which thermal PP | 61.5 | 60.1 | 55.5 | 28.0 | 14.2 | 16.6 | 16.6 |
| - of which CHP | 19.3 | 19.7 | 19.9 | 22.5 | 23.5 | 23.4 | 22.5 |
| total CHP (incl. biomass and geothermal energy) | 23.5 | 24.3 | 25.0 | 30.6 | 32.9 | 33.8 | 33.3 |
| nuclear power | 21.4 | 21.4 | 21.4 | 20.3 | 11.0 | 0 | 0 |
| total renewable capacities *) | 38.4 | 44.5 | 55.5 | 111.2 | 147.9 | 174.2 | 185.0 |
| total capacities | 140.6 | 145.7 | 152.3 | 182.0 | 196.6 | 214.2 | 224.1 |

*) without capacities of waste-to-energy plants using biogenic wastes

3.9 An ambitious efficiency strategy will have the greatest effect on the future final energy demand for heating. Total heat demand decreases up to 2050 to 2879 PJ/yr, being 60% of the demand in 2009 (**Figure 4**). The **renewables share in heat supply increases** from 414 PJ/yr or 9% to 684 PJ/yr or 18% in 2020. The resulting values for the year 2050 are 1300 PJ/yr or 53%. CO₂ emissions from heat supply will be significantly reduced from today's 277 mt CO₂/yr to 73 mt CO₂/yr in 2050. This achieves a complete displacement of oil-fired heating in the heating market. The share of natural gas for direct heating is reduced to 40% of the current consumption. Therefore, enough natural gas is available for increased use in

combined-cycle power plants (CCGT) and decentralised CHP plants. The **share of grid-connected heating** (district and local heating) increases from today's 380 PJ/yr to 680 PJ/yr by 2030 and to 875 PJ/yr by 2050. Only about 1150 PJ/yr of fossil fuels will still be required in 2050, which corresponds to 30% of the current consumption.

3.10 Having an average growth rate of 5%/yr until 2020, the **renewables heating market grows much more slowly than the electricity market**. This results from less effective political instruments for market introduction compared to the electricity market. Despite the rather optimistic growth expectations for solar collectors and for ambient and geothermal heat, their contributions will not become as significant as biomass already is before about 2030. In the Baseline Scenarios, the heating supply from local-heating systems must grow more rapidly than the total amount, which represents another serious structural obstacle to the expansion of the supply of heat from renewables proposed in the scenario.

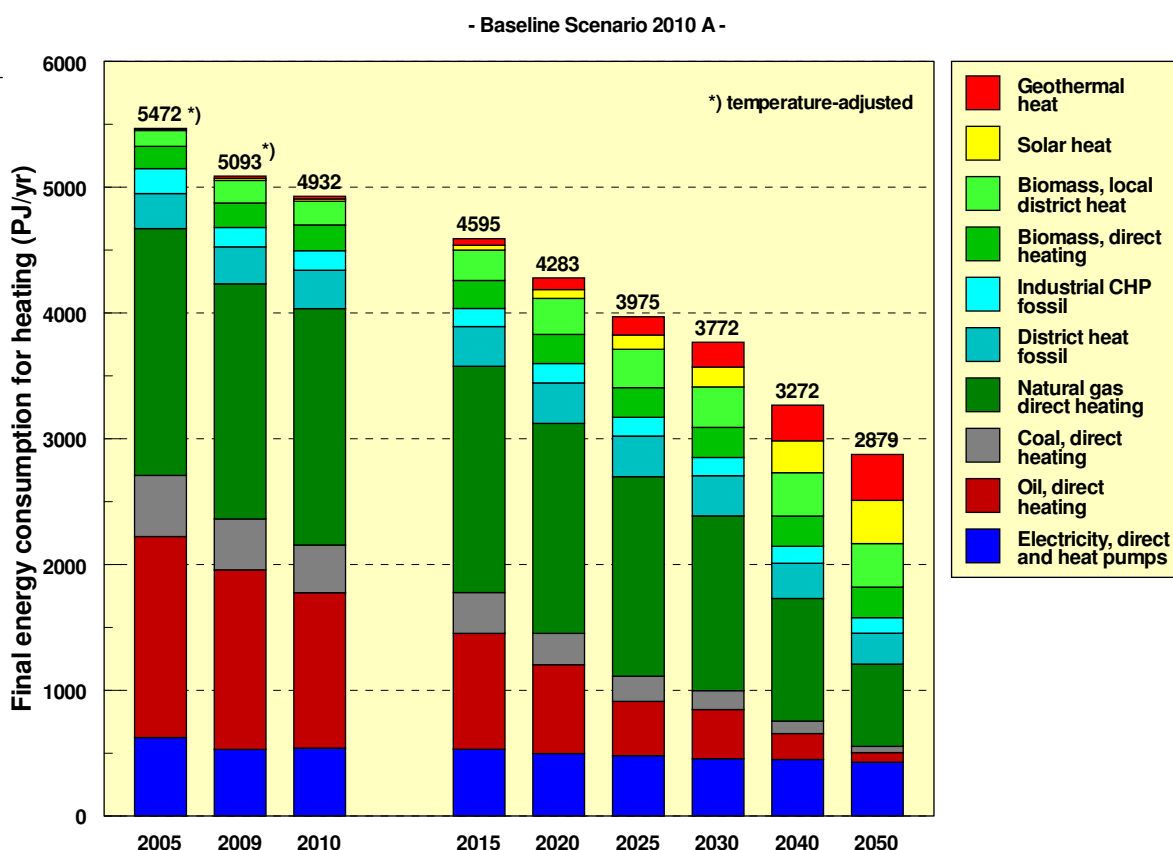


Figure 4: Final energy demand for heating in the Baseline Scenario 2010 A (including electric heating).

3.11 According to the Baseline Scenario 2010 A, annual installations of renewable heating plants have to reach 11 GW_{th}/yr in 2030 and around 16 GW_{th}/yr in 2050, i.e. three times the present value. Therefore, the market growth for renewable heating facilities **has to become even more dynamic** than was the case in the past for power generation from renewables. The entire array of support instruments has to be improved and to become more effective to achieve this development. In addition, there must be a greater focus on local commitment, that is in the field of municipal planning and implementation of heating concepts.

3.12 The final energy demand for passenger transportation decreases by 2020 by 18% to 1384 PJ/yr. This decrease accelerates afterwards due to the upsurge in efficient electric mobility (reaching 33% mobility share in private transport in 2050) and the decline in passenger traffic after 2030. In consequence, only 750 PJ/yr or 45% of current energy demand will be required in 2050. **Growth rates in goods traffic** mean that efficiency improvements in this sector only curbs the increase in consumption. The final energy demand of goods traffic will grow up to 2025 by another 11%, and will be 790 PJ/yr in 2050, only 12% below the current demand (2009: 900 PJ/yr). Total final energy demand in the transport sector falls by 8% by 2020 and to 1535 PJ/yr or 40% by 2050. Fossil motor-fuel consumption in 2020 will amount to 2035 PJ/yr, which corresponds to 86% of present fossil motor-fuel consumption. In 2050, it will be 780 PJ/yr, only one third of the current consumption. CO₂ emissions of the transport sector will drop from 177 mt CO₂/yr in 2009 by 68% to 57 mt CO₂/yr in 2050.

3.13 Renewable energy will cover 48% of final energy consumption in transport in 2050 according to the Baseline Scenario 2010 A (including RE share of railway traction power). The share of renewable motor fuels (biofuels and renewable hydrogen) of total motor-fuel consumption will then reach 42.3%. In 2020, the renewable share will reach 10.3% which approximately corresponds to the target reduction in GHG emissions of 7%. The resulting 11% renewable share of final energy consumption even exceeds the EU target of 10% by 2020 (**Table 4**).

3.14 Long-term development of electric mobility is accelerated in the Baseline Scenario 2010 B. In combination with the use of biofuels and renewable hydrogen, this leads to almost emission-free private transport in 2050. The scenario requires that in 2050 around 66% (Baseline Scenario 2010 A: 33%) of the private transport volume is covered by battery-electric and plug-in hybrid vehicles. The consequent lower final energy consumption means that larger amounts of biofuels and hydrogen from renewables can be provided for goods traffic, leading to a renewables share of 50% (Baseline Scenario 2010 A: 47%). This is a result of the lower overall energy demand in transport due to the significantly higher efficiencies of electric drive trains compared to combustion engines. Renewables cover around 55% of final energy demand for transport in 2050, including electricity from renewables (**Table 4 and Figure 5**).

3.15 In the Baseline Scenarios 2010 A and B the biofuels contribution, which for considerations of sustainable development is limited to 300 PJ/yr, is flanked by similar contributions for renewable hydrogen (or renewable methane produced from hydrogen and CO₂) and the direct use of renewable power for electric mobility. This reflects the uncertain perspectives of these three technological options in the transport sector. **All options have attractive potential** and possibilities for further development. Furthermore, chemical fuels produced with electricity from renewables (renewable hydrogen or methane) are generally required in an energy system with high, fluctuating proportions of energy from renewables. Therefore, it is presently too early to clearly favour one of these technologies. In other recent studies (**Table 5**) these options are weighted differently. Some scenarios assume a high or very high contribution from biofuels, and almost completely ignore the option of hydrogen and methane from renewables [WWF 2009, EWI 2010]; others consider a much higher input from electric mobility possible [BMU 2010c].

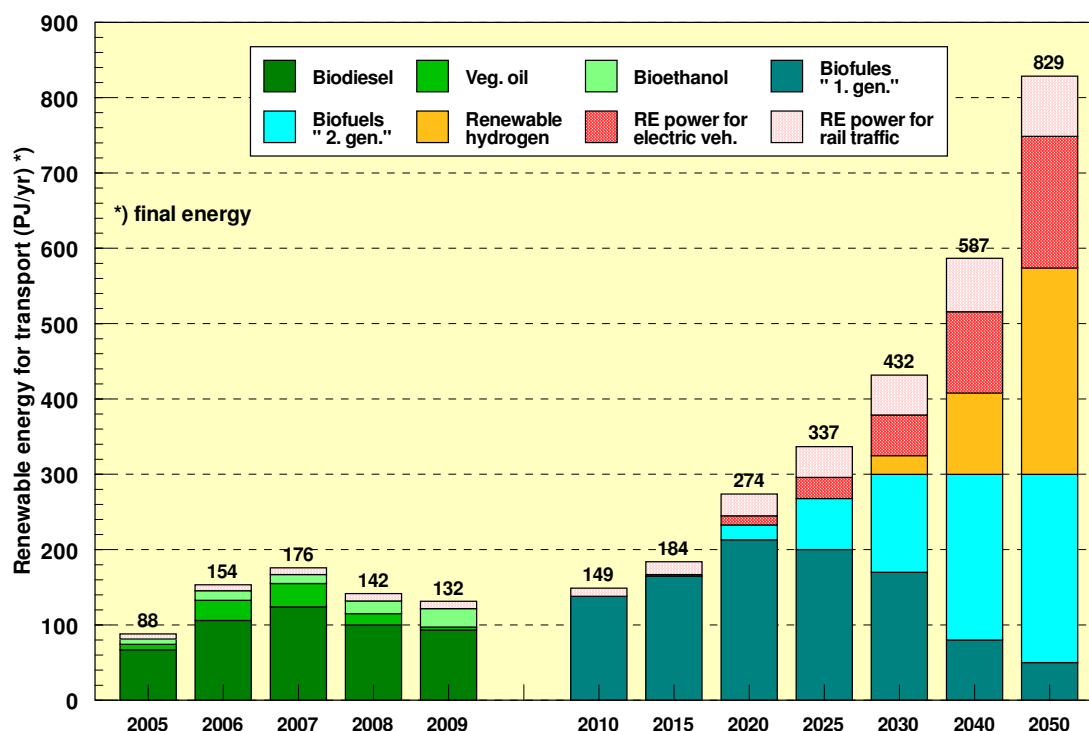


Figure 5: Renewable energies in transport, Baseline Scenario 2010 B.

Table 4: Renewable motor fuels and use of renewable electricity, Baseline Scenarios 2010 A/B.

| in TWh/yr | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| Baseline Scenario 2010 A | | | | | | | | | |
| biofuels | 36.7 | 33.6 | 38.3 | 45.8 | 64.7 | 74.4 | 83.3 | 83.3 | 83.3 |
| renewable hydrogen | - | - | - | - | - | - | 7.0 | 30.0 | 76.0 |
| RE fuels | 36.7 | 33.6 | 38.3 | 45.8 | 64.7 | 74.4 | 90.3 | 113.3 | 159.3 |
| power from renewables for electric mobility | 0 | 0 | 0 | 0.5 | 2.8 | 4.9 | 9.6 | 17.1 | 24.7 |
| power from renewables for other mobility *) | 2.3 | 2.4 | 2.7 | 4.7 | 8.0 | 11.4 | 14.8 | 20.0 | 21.8 |
| RE share of final energy (%)**) | 5.5 | 5.2 | 6.0 | 7.6 | 11.6 | 14.6 | 19.7 | 28.8 | 48.3 |
| fossil motor fuels | 681 | 657 | 633 | 609 | 565 | 521 | 457 | 386 | 218 |
| Baseline Scenario 2010 B | | | | | | | | | |
| biofuels | 36.7 | 33.6 | 38.3 | 45.8 | 64.7 | 74.4 | 83.3 | 83.3 | 83.3 |
| renewable hydrogen | - | - | - | - | - | - | 7.0 | 30.0 | 76.0 |
| RE fuels | 36.7 | 33.6 | 38.3 | 45.8 | 64.7 | 74.4 | 90.3 | 113.3 | 159.3 |
| power from renewables for electric mobility | 0 | 0 | 0 | 0.5 | 3.4 | 7.8 | 15.1 | 30.0 | 48.7 |
| power from renewables for other mobility *) | 2.3 | 2.4 | 2.7 | 4.7 | 8.0 | 11.4 | 14.8 | 20.0 | 21.8 |
| RE share of final energy (%)**) | 5.5 | 5.2 | 6.0 | 7.6 | 11.7 | 15.2 | 21.0 | 31.8 | 55.2 |
| fossil motor fuels | 681 | 657 | 633 | 609 | 564 | 513 | 445 | 347 | 184 |

*) RE share of total electricity consumption for rail transport **) incl. renewable electricity

Table 5: Structure of energy supply in transport (year 2050) in different studies (in PJ/yr).

| year 2050 | fossil fuels | biofuels | hydrogen | electric mobility | other electricity | total demand | total biomass |
|----------------------------------------|--------------|----------|----------|-------------------|-------------------|--------------|---------------|
| Baseline Sc. 2010 A/C | 783 | 300 | 274 | 89 | 90 | 1536 | 1535 |
| Baseline Sc. 2010 B | 662 | 300 | 274 | 175 | 90 | 1501 | 1535 |
| WWF Innovation | 436 | 921 | 10 | 101 | 86 | 1560 | 1720 |
| McKinsey&Company for Min. Environ. BMU | ~980 | ~80 | k. A. | ~250 | ~90 | ~1400 | ~500 |
| Current value (2009) | 2365 | 121 | 0 | 0 | 59 | 2542 | 820 |

4 Supply largely from renewable sources of energy

4.1 Large amounts of energy from renewables, as required for supplying national economies largely or entirely from these sources, will be **provided almost exclusively as electrical power**. The direct thermal use of renewables (solar thermal collectors, ambient heat) is restricted to low-temperature heat and limited by structural constraints (heating grids). Furthermore, biomass use is tightly limited by its sustainable potential. The use of wind and solar power is subject to the meteorological situation leading to fluctuating availability. This fluctuating power supply can be synchronised with the fluctuating demand in three ways: (1) by connecting supply and demand over a large area (power grid reinforcement and expansion), (2) by controlling power demand or generation (generation and load management), (3) by storage of electrical energy or conversion in storable (chemical) forms of energy.

4.2 A **reinforcement and expansion of the power grid** will ease but not fully solve the problem of storage, since meteorological situations with 1 to 2 weeks of low wind and solar energy over wide areas of Europe occur regularly. However, improvements in the power grid infrastructure are a central tool to help the integration of renewables into the energy supply system. The fluctuating availability of solar and wind power can partly be overcome by **generation and load management**. Power from pumped-storage plants, biomass power plants or flexible combined heat and power plants (CHP) in combination with thermal storage can help to close supply gaps caused by intermittent generation. Controlling the consumption of electricity from renewables (load management) can smooth out the fluctuating power supply greatly. However, even in an ideal case, load management cannot solve the storage problem, as not all of the electricity consumption can be shifted away from times of low availability of wind and solar power.

4.3 Storage facilities are in general suitable for compensating for fluctuating generation. **Short-term storage facilities**, such as pumped-storage plants, CAES and batteries, can store excess power or close gaps for a few hours in the electricity supply caused by low wind and solar generation. However, their capacities are limited. Long-term storage facilities with large capacities (several TWh) are required to balance out fluctuations in power systems that are predominantly based on RE. Long-term storage in combination with other compensating measures is the only way to make wind and solar power manageable enough that conventional generating stations can be replaced permanently, and large quantities of electricity from renewables can be made available for other sectors of consumption (such as electric mobility or heat pumps). Besides very large reservoir capacities abroad, and in future pumped-storage capacities (e.g. Norway) **chemical storage of power from renewables** is

another option. **Hydrogen and methane** as fuels are capable of overcoming the limits set by fluctuating RE availability and guaranteeing a secure supply at any time. Small percentages of hydrogen produced from renewables can be transported through natural-gas pipelines, or it can be produced locally (such as at filling stations). Methane from renewables can be fed into the existing gas pipelines in natural-gas quality, but this requires the additional conversion step of methanation. All other less expensive options for direct use or intermediate storage of electricity from renewables should be fully exploited first, as generation of hydrogen or methane is inevitably accompanied by losses that cause additional costs.

4.4 With expected **costs in the range of € 30 to 35 /GJ** on a full-cost basis, renewable hydrogen becomes competitive with fossil fuels around 2030 and with natural gas around 2040. For renewable methane, the time of the break even point is delayed about ten years. If excess renewable power with expected costs around 1 ct/kWh is used to produce renewable hydrogen or methane, **production costs of around € 10/GJ** and € 18/GJ respectively can be achieved (**Figure 6**). This bandwidth of costs identifies a range for future pricing of chemical fuels based on renewable energy sources that can occur in real markets after about 2030. From an economic point of view, in an energy system with high shares of renewables, it makes sense to convert inexpensive electricity from renewables with generation costs (full costs) of 5 to 6 ct/kWh to hydrogen or if **additional large quantities of electricity from renewables** are to be used. The production of liquid motor fuels (kerosene, diesel, gas-to-liquid) is also possible. Furthermore, sufficient storage capacities can be provided at any time to bridge several weeks of low wind and solar generation on a marginal-cost basis. Here, hydrogen or methane would be converted back to electricity by means of gas turbines, combined-cycle power plants, or used to optimum efficiency in CHP plants (gas engines, fuel cells).

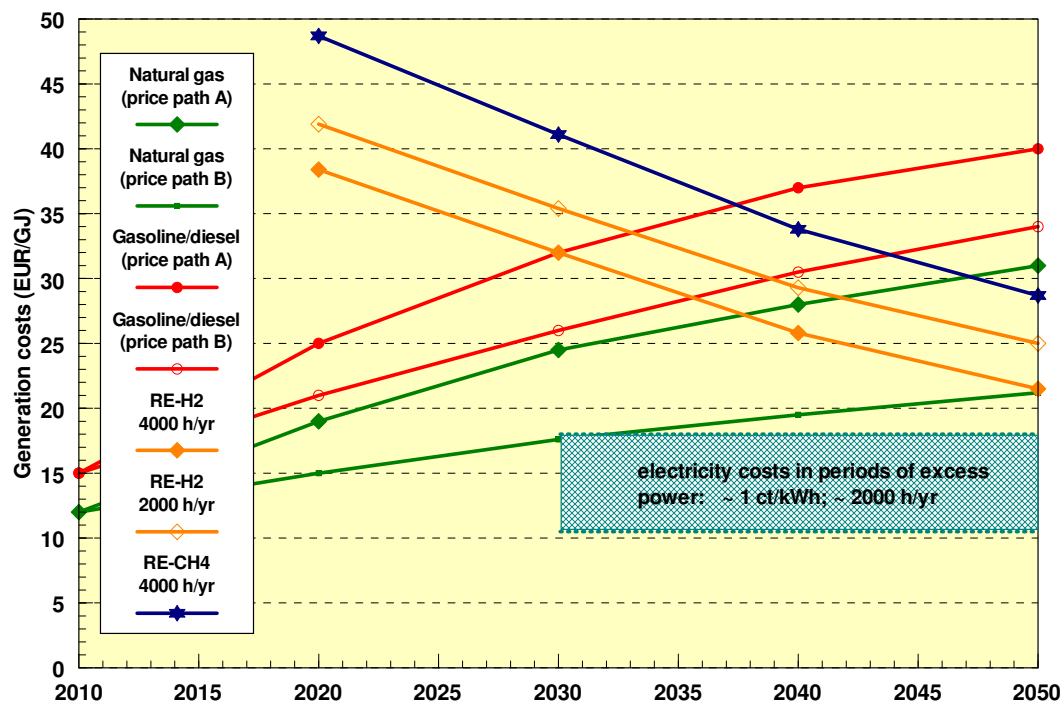


Figure 6: Production costs for renewable hydrogen and methane on a full-cost basis, using excess electricity, compared to wholesale prices for natural gas and motor fuels (omitting gas transport and use).

4.5 Accelerating the growth of renewable power generation after 2025 by an additional 0.5%/yr as compared to the Baseline Scenarios 2010 (with an average rate of 2.6%/yr) would allow the electricity demand in 2050 to be **generated exclusively from renewables** (Scenario B 100%-S/H2). This requires an additional 230 TWh/yr of renewable power in 2050 compared to the Baseline Scenario 2010 B (**Figure 7**). The hydrogen generated (177 TWh/yr) would predominantly be used with a total capacity of ~40 GW in the **natural gas-fired power plants** that exist in 2050 under Baseline Scenario 2010 B. Allocating this hydrogen proportionally for use in CHP plants (combined-cycle and mini-units) generates an additional 84 TWh of usable heat. The 230 TWh/yr of electricity from renewables are converted to 160 TWh/yr of usable final energy. In combination with the 76 TWh/yr of hydrogen as motor fuel provided in addition, generated from another 100 TWh/yr of renewable power, an overall efficiency of around 70% can be achieved for production of hydrogen from renewables and its utilisation. An electricity supply based 100% on renewables should never be considered in isolation; rather possible **links with other sectors of consumption** should be used to increase the efficiency of utilization, so as to make the most efficient possible use of the electricity from renewables.

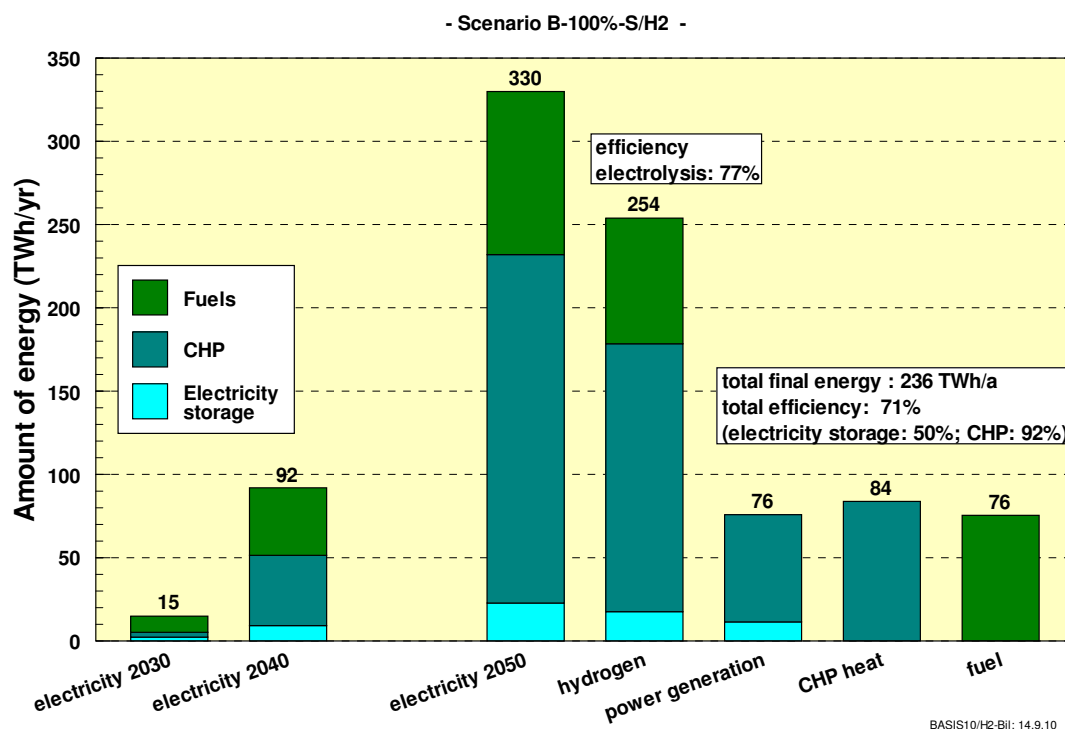


Figure 7: Electricity allocated to hydrogen generation and its utilisation in scenario B-100%-S/H2.

4.6 The development of the renewable power supply to the extent depicted in **Scenario B 100%-S/H2** requires a **distinct increase of investments in renewables** from 2030 onwards. In the decade from 2030 to 2040, the required annual installations, including replacement for older facilities, is estimated at above 10 GW/yr, of which 1 GW comes from installations abroad (**Table 6**). 4.7 GW/yr of wind-power capacity and 4.2 GW/yr of photovoltaic must be installed. During the decade 2040-2050, the required aggregated installations add up to almost 15 GW/yr. Such a scenario as depicted here can only develop in an energy market in which the **full costs of the expansion of renewables** are remunerated com-

pletely. To achieve this, the current pricing system for electricity based on short-term marginal costs must be abandoned. Pricing in future energy markets must rather reflect the long-term overall costs of effective climate protection, the costs of the growing scarcity of fossil resources and the complete costs of waste disposal and risks of nuclear energy.

4.7 A renewable energy share of 72% is achieved by 2050 in the scenario B-100%-S/H2. The remaining fossil-fuel based final energy required at that stage is 1537 PJ/yr which is equivalent to 20% of today's needs. Further improvements in efficiency are possible, predominantly in the sectors space heating and transport, with estimated savings around 20%. To further extend the share of RE, expanded use of solar thermal collectors and geothermal heat for the low-temperature heat sector is suitable, and could provide an additional 180 PJ/yr of renewable heat. To **complete the transformation of the energy system in all sectors**, the remaining 1050 PJ/yr of final energy would have to be provided by electricity from renewables or by chemical fuels produced with it (**Table 7**).

Table 6: Capacity of renewable power generation technology to be installed annually in scenario B-100-S/H2.

| | POWER (MW _{el} /yr) | | | | | | | total power MW _{el} /yr |
|-------------|------------------------------|-------------|-------------|--------------------|-----------------|------------------|------------------------------|-------------------------------------|
| | hydro | wind | PV | geotherm. power | power import | biomass power | biogenic waste power*) | |
| 2010 | 35 | 2040 | 8500 | 4 | | 373 | 42 | 10993 |
| 2011 | 35 | 2020 | 6000 | 7 | | 344 | 20 | 8426 |
| 2012 | 40 | 2060 | 4200 | 10 | | 329 | 20 | 6658 |
| 2013 | 45 | 2110 | 3600 | 13 | | 317 | 20 | 6105 |
| 2014 | 50 | 2238 | 3300 | 17 | | 320 | 20 | 5944 |
| 2015 | 55 | 2460 | 3050 | 22 | 0 | 288 | 20 | 5895 |
| 2016 | 60 | 2694 | 2830 | 28 | 0 | 335 | 22 | 5969 |
| 2017 | 70 | 2940 | 2750 | 35 | 0 | 300 | 28 | 6123 |
| 2018 | 70 | 3232 | 2650 | 43 | 100 | 292 | 28 | 6415 |
| 2019 | 75 | 3900 | 2580 | 51 | 200 | 258 | 28 | 7091 |
| 2020 | 74 | 4228 | 2540 | 62 | 280 | 165 | 28 | 7377 |
| 2030 | 100 | 4310 | 2783 | 85 | 635 | 465 | 0 | 8378 |
| 2040 | 104 | 4690 | 4258 | 130 | 1103 | 233 | 0 | 10518 |
| 2050 | 109 | 6883 | 4900 | 410 | 2120 | 460 | 0 | 14882 |

Table 7: Fossil-fuel energy required by 2050 in scenario B-100%-S/H2 and its possible complete substitution by additional renewables.

| PJ/yr | Provided by fossil fuels by 2050 | Improved efficiency | Requirement after direct renewable generation *) |
|----------------------|---------------------------------------------------------|------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Process heat | 743 | 630 (-15%) | 550 |
| Motor fuels | 664 | 500 (-25%) | 500 |
| Total final energy | 1537 | 1230 (-20%) | 1050 |
| Primary energy input | 1693 (coal, others 100; oil 770; natural gas 823) | | Power from renewables directly or via hydrogen or methane |

*) Additional low-temperature heat from solar thermal collectors and geothermal heat

This requires an additional 390 TWh/yr of power from renewables if only hydrogen is used. If methane from renewables is used (without utilisation of waste heat), the required power equals 460 TWh/yr when using concentrated sources of CO₂, or 540 TWh/yr if atmospheric CO₂ is used. For a comprehensive comparison, the higher energy demand for a system based on renewable methane must be contrasted to the conversion of the gas supply and utilisation infrastructure to renewable hydrogen. A scenario B-100%-S/CH₄ will be developed in the course of this project.

4.8 The guiding principle of a 100 percent RE supply is the intelligent interlinking of electricity, gas, and heating supply grids. All three grids must continuously exchange information about energy generation and demand and must have storage facilities of various capacities and outputs. Furthermore, generation and load management technologies are used to a considerable extent for the electricity. The power grids are interconnected over large regions. Power and gas grids are interconnected via conversion between electricity and hydrogen (or methane) and vice versa to make power from renewables available for motor fuels and for high-temperature heat, and for the long-term storage of electricity power over weeks or months.

4.9 Until now, only the conventional power plants have been responsible for **ensuring system stability and security of supply**. But RE plants are themselves capable of providing system services to ensure secure grid operation, thus allowing their feed-in priority to be maintained. The prerequisite for this is a flexible and short-term controlled-power market that adapts easily to the needs of an energy system based on a high share of fluctuating RE. Combining generating and/or consuming units into **large virtual pools** enables even small decentralised units to fulfil the technical requirements. Decentralised reactive power control enables the mains voltage to be kept within the tolerances range and reduces costs for distribution network reinforcements. However, the discontinuation of large conventional power plants means that additional resources for the transmission network are necessary. The **Europe-wide interconnection** of fluctuating generating units leads to a smoothing out of the power output, thereby increasing their contribution to the **secured capacity**. An additional measure is load and generation management, to optimise the integration of additional loads and deploy controllable generating units at times of high load. This counteracts an increase of the annual peak load and reduces peak loads in general, thereby reducing the need for conventional power plants and at the same time improving their utilisation factor.

5 Load dispatching and balancing options

5.1 In order to test the feasibility of the scenarios and analyse the implications for the electricity supply system, a **dynamic simulation** of electricity supply and consumption was run for selected scenarios. Coupling the models REMix and SimEE provides a good picture of compensating measures for the integration of German renewables in a common European system. REMix shows how to integrate Germany into a **cost-optimised European-North African electricity grid**. The feed-in of electricity from renewables and the numerous balancing options within Germany are modelled by SimEE. Several iterations in the model coupling enable the simulation of the German electricity supply to be integrated into the simulation of the European North-African network. Analysis of the residual load indicates the future demand for and **requirements of conventional power plants**.

5.2 The NREAP goals for 2020 can only be reached by **strongly promoting integration measures for renewables**. In order to illustrate this necessity and highlight the balancing potential of the various options, two extreme scenarios **for 2020** were compared, one without any balancing options except expansion of the grid, and one with extensive use of balancing options.

5.3 It is already apparent in 2020 that on very sunny and windy weekends the electricity demand can be **nearly fully supplied by non-controllable renewables (Figure 8)**. This requires that the abilities of renewables to provide system services be exploited to the full in a balancing power market adjusted to the characteristics of renewables. In an ideal electricity grid, the electricity surpluses that are lost due to powering down are very small. Therefore grid reinforcement and extensions and the provision of ancillary services by renewables are central to the successful further integration of renewables, so as to avoid economic damage from frequent powering down of renewables. In particular, the rapid addition of large PV capacities in this time-frame is a technical and economic challenge – technically with respect to the limited flexibility of the power plant stock and the necessity of additional balancing measures, and economically with respect to the reduction of the market value of PV electricity, and the resulting increase in apportionment under the Renewable Energy Sources Act. This also shows the problem that applicable electricity costs do not reflect the economic value of electricity from renewables (see Section 6.4).

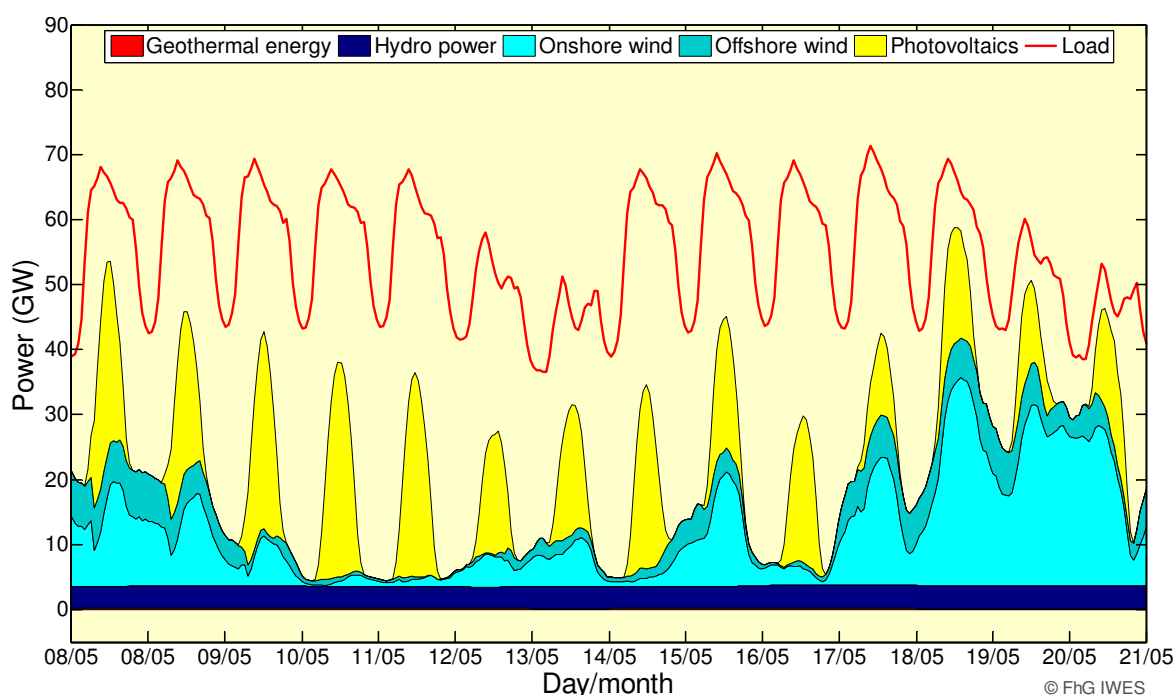


Figure 8: Selected two-week time series of national non-controllable input from renewables in 2020 (meteorological year 2006; Baseline Scenario 2010 B).

5.4 The apparent conflict between the systems underlines the political need for action in preparing balancing options for the integration of RE at an early stage. These options include **grid extensions, provision of new storage capacities, and generation and load management**. For example, controllable renewables such as **biomass** should be used primarily for load balancing. **Flexibilisation of cogeneration** (by means of storage facilities for heat

and possibly gas) possesses a significant potential to mitigate the conflict between simultaneous input from fluctuating renewables, inflexible, but cost-efficient base-load power plants and combined-heat-and-power plants (**Figure 9**). “**New Consumers**” like electric vehicles, electric heat pumps and air-conditioning must be controlled in load management according to the availability of supply-dependent renewables. Implementing these options significantly reduce the fluctuations of the residual load (**Figure 10**). This reduces the burden on existing conventional power plants needed to cover the load in 2020, since less ramping up and down is needed, and power gradients are reduced.

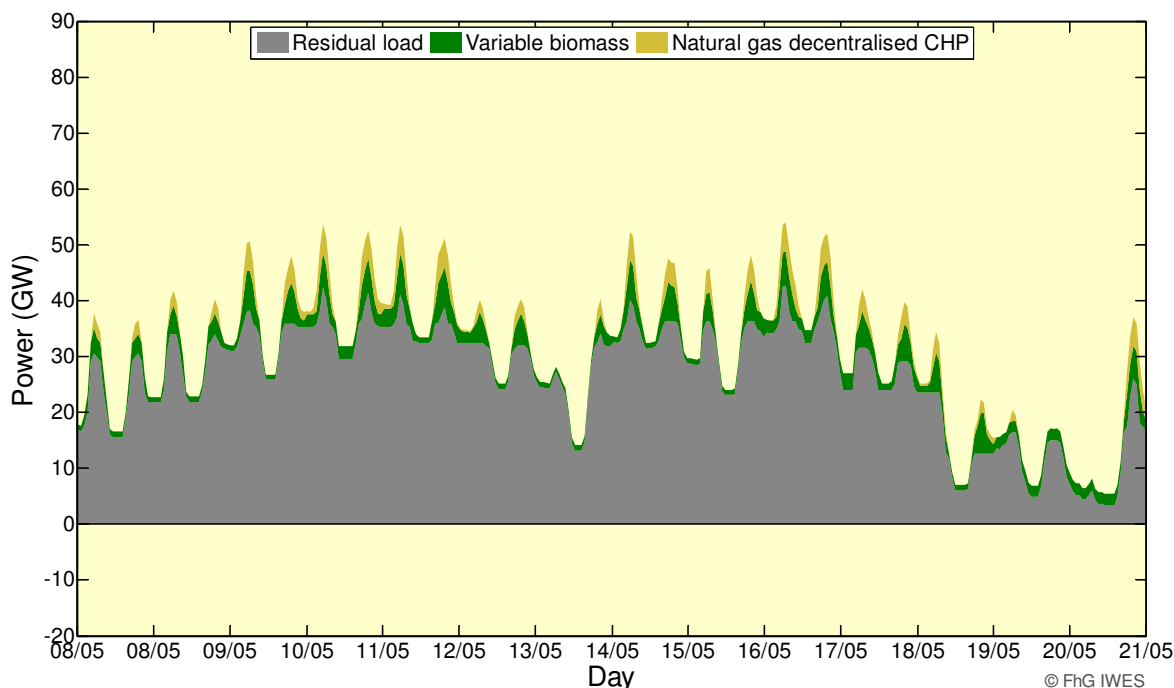


Figure 9: Selected two-week time series of generation management in 2020 (meteorological year 2006; Baseline Scenario 2010 B).

5.5 Demand for base-load power plants decreases, and more flexible power plants are needed. In 2020, 16 to 19 GW from base-load power plants, 15 to 20 GW from medium-load power plants and 14 to 24 GW from peak-load power plants are needed in the Baseline Scenario without considering secured capacity and availability. The **flexible load-following** mode becomes the normal operating mode of all power plants. Existing power plants have to be operated considerably more flexibly than in the past, and must be retrofitted accordingly. New power plants have to be very flexible in order to be able to integrate fluctuating renewable energy while remaining economically viable despite frequent ramping up and down and few full load hours, amortising their costs. Therefore the discussed options to balance renewables are necessary to give time for the system transition and the flexibilisation of conventional power plants.

5.6 The extended operating lives of **nuclear power plants** increases the pressure on conventional power plants. The decreasing demand for base-load power plants means that either only nuclear power plants or only lignite power plants can continue to operate as base-load power plants. In addition it will become difficult for CHP power plants that do not have priority feed-in under the CHP Act to remain competitive. The technical capability of **nuclear**

power plants to integrate renewable energy has yet to be proven in practice. If this can be done, investments in new flexible power plants will be postponed and the utilisation factor of currently operating fossil-fuel power plants will be decreased. Because of the lower utilisation factor of nuclear power plants in load-following mode, the residual electricity volumes of nuclear power plants may be generated over a longer period than currently envisioned in the government's Energy Concept. The consequent growing economic pressure (lower utilisation of conventional power plants, possible displacement of CHP) shows once again that it is essential to maintain the feed-in priority for power from renewables.

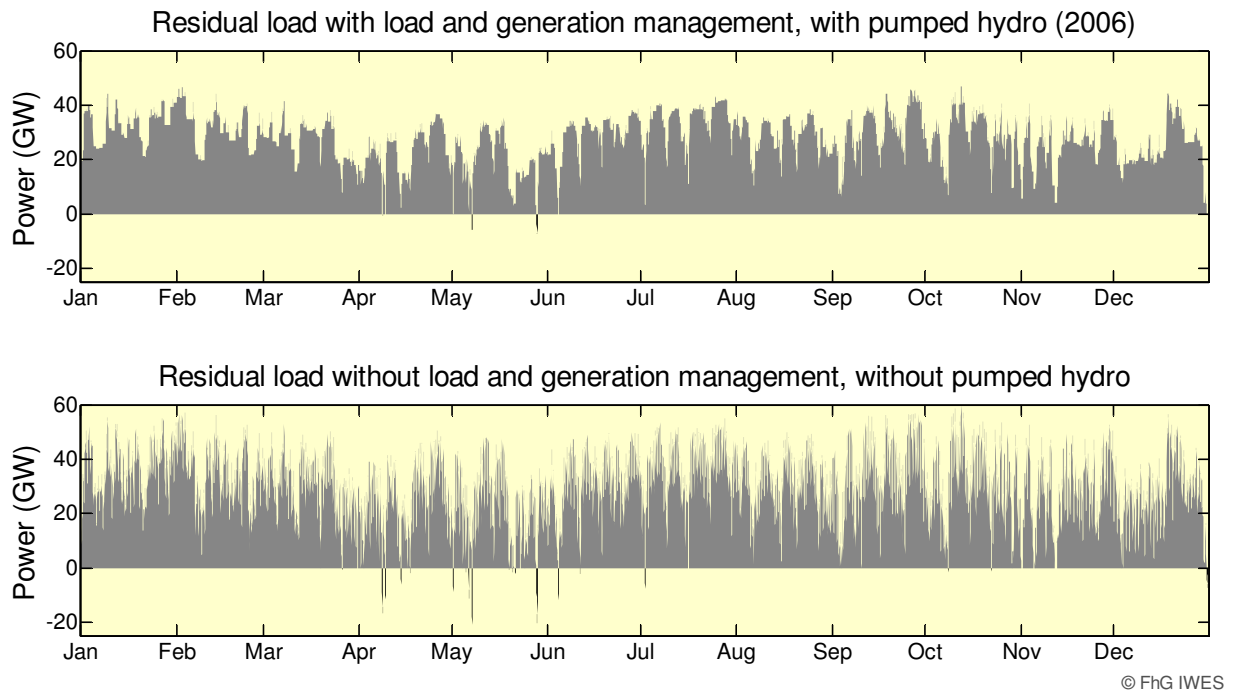


Figure 10: Comparison of the residual load to be covered by conventional condensing power plants in 2020 (meteorological year 2006; Baseline Scenario 2010 B).

5.7 In addition to the technical necessity for integration measures, with the help of load management and RE generation management the demand for **secured power**, and thus for conventional back-up power plants, can be reduced **to around 60 GW in 2020**. Renewables contribute around 11 GW to secured power, pumped-storage plants and other generators cover the difference to the annual peak load of 83 GW. Through load management, the peak load can be reduced, or new consumers can be integrated with only a slight increase in peak load. Independently of an integration of additional “load-managed” consumption, the load of the analysed scenario exhibits a seasonality. This makes it possible to continue scheduling the inspection of plants outside the peak-load periods. Moreover, the contribution of renewables to secured power can be enhanced by generation management in the form of decoupling heat demand from heat supply in unit CHP plants. The **electricity supply is guaranteed for each and every hour**. The reliability of the given scenarios was verified by the dynamic simulation.

5.8 The main sources of **imported RE power** in Europe will be **areas with good wind resources** in north-western and northern Europe. Moreover, solar power production in North Africa has a significant share in imports. Solar power in North Africa is used primarily for local provision of energy but also exported (**Figure 11**). For a cost-optimised mix of the interconnected European-North African electricity system, **strong grid interconnections** on the order of tens of GWs are needed which have a high utilisation rate with mean full-load hours around 6000 h. It is apparent from the simulation results that a 100% supply with renewable energy is significantly more challenging and requires more investments compared to the Baseline Scenarios. The **Scenario B 100%-S/H2** has an increased demand for hydrogen produced from renewable surpluses in order to be available as substitute for natural gas for reconversion to electricity in conventional and CHP plants in times when back-up is needed. The results are more extreme than in the Baseline Scenario, with greater importance of wind and solar power, energy imports and transmission capacities. The increased demand for electricity is met mainly by additional offshore wind power in northern and north-western Europe and by PV energy in North Africa and south-eastern Europe. In principle it is conceivable that some of the new demand for high power transmission capacities might be reduced by transporting gas (hydrogen or methane) through the existing gas pipelines. Storeable solar thermal electricity can also be incorporated more into the total supply. Further simulations on this are planned in the course of the project.

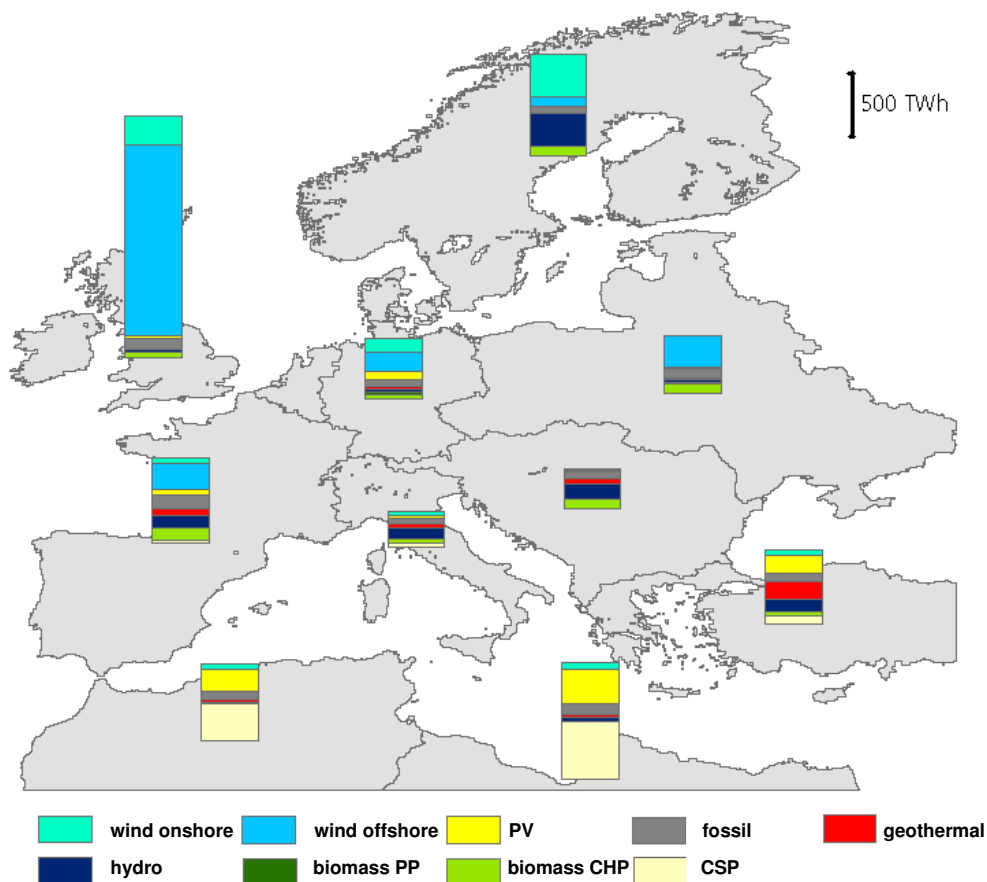


Figure 11: Configuration and distribution of electricity generation (TWh/yr) in Europe and North Africa in 2050, for Germany according to the Baseline Scenario 2010 A.

5.9 From a national point of view, **wind power feed-in** exhibits the strongest fluctuations on the short-term as well as the long-term time scale. Its seasonality however is well in line with the seasonality of the load. Feed-in from **PV power** during the day correlates well with the load during daytime hours, however it produces the steepest power generation gradients. **Hydro power** has a relatively steady feed-in profile - with increased feed-in during spring and summer. **Biomass** for which the heat and electricity production is determined by heat demand offers a seasonal compensation of heat-demand-controlled **geothermal power**. The joint European electricity system is influenced by spatial and temporal variations due to the weather over Europe. Wind in particular generates significant momentary surpluses of electricity with high full load hours. Imported RE electricity surpluses make up for deficits in the German electricity production and to produce hydrogen for transport inexpensively. Germany's integration into an **interconnected European grid** is manifest in the high imports and exports of power and increased capacity utilisation of national back-up plants.

5.10 With the help of **load management**, surpluses of renewables-based electricity can be used, and additional output peaks avoided. Of great importance are the "new consumers" **electric vehicles, heat pumps and air conditioning**. If they are not controlled by demand-side management they intensify the fluctuations in electricity consumption. On a seasonal basis the consumption by heat pumps correlates well with the generation by wind power. On a daily average, feed-in from photovoltaics basically correlates well with the energy demand for air conditioning, but has to be adjusted to demand over the course of a day, because PV has its peak at midday while the demand for air conditioning is highest in the afternoon. Such measures deal with fluctuations in the power supply. Load management is also of great economic benefit with regard to the conversion of surplus electricity to hydrogen, because it decreases the necessary installed capacity for electrolysis and increases its utilisation factor, thus reducing system costs.

5.11 Flexible and controllable unit CHP plants using natural gas and biomass reduce load peaks and replace necessary peak-load plants in proportion. In the medium term an incompatibility between fluctuating renewable sources, heat-demand-controlled CHP installations and inflexible base-load power plants is apparent. In order to continue to make use of the efficiency advantages of cogeneration and guarantee the coverage of the heat demand, CHP installations must be made flexible. The flexible use of **biogas and natural gas unit CHP plants** covers peaks of the residual load. For that, the plants need to be integrated into an intelligent communication infrastructure ("smart grid"). Biogas plants should be equipped with a gas storage tank and possibly with an additional generator set. In the long term, seasonal influences will dominate more and more. During phases of surplus generation from uncontrollable renewables, additional electricity generation by CHP plants does not make sense. However if surpluses extend over several days, the capacity of one-day thermal storage of CHP plants is not sufficient. Therefore more research is needed on the role of cogeneration in a 100% renewable supply system.

5.12 In the Baseline Scenario nearly all **surplus electricity** remaining after European balancing is used to produce hydrogen for transport sector by quantity forcing through load management. This means other storage options are used to only a very limited degree. The structural option of hydrogen production makes it possible to integrate supply-dependent wind power cost-effectively. The need for **short-term balancing** is covered by load management and controllable CHP units. Nevertheless, the use of large scale energy storage,

such as pumped-storage plants to provide controlled output for system stability is necessary and efficient.

5.13 Conventional condensing power plants serve to make up for **seasonal imbalances** in times of insufficient coverage by wind and solar energy. These back-up power plants have a low capacity factor which makes it necessary to introduce a mechanism, such as a capacity market, to make their operation economical. In the 100% RE-supply scenario there is a need for **long-term energy storage**. The 100% scenario is characterised by higher momentary renewable surpluses in comparison to the Baseline Scenario. There are whole weeks with low inputs from renewables. This deficit cannot be fully compensated by making use of the advantages that a European-North African integrated energy system offers (i.e. importing energy over the High-Voltage Direct Current lines) (**Figure 12**). The shortages are covered by renewable back-up plants (combined-cycle plants and CHP plants) which use hydrogen or methane produced from RE surpluses. The natural gas grid with its storage capacity of about 220 TWh_{el} might be an option for storing the required amount of about 10 TWh_{el} of hydrogen or methane.

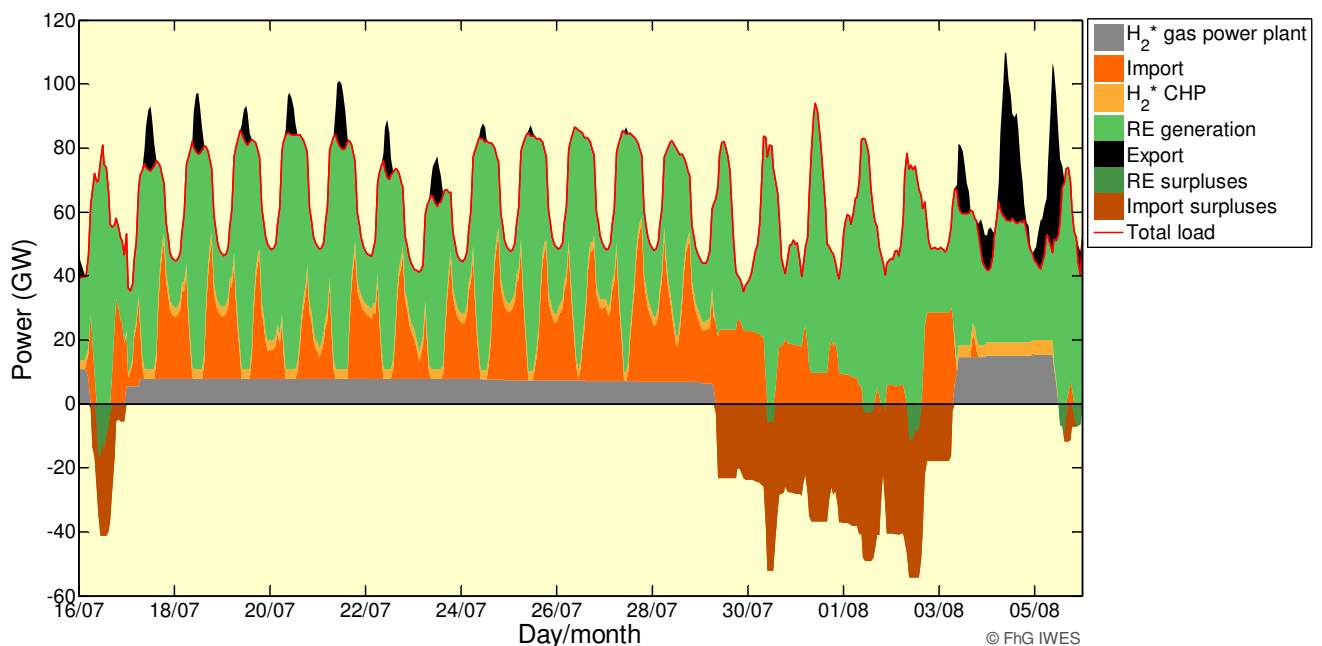


Figure 12: Selected time series of the whole electricity system for Germany for the Scenario B 100%-S/H2 in 2050 (meteorological year 2006). Despite European integration with ideal network expansion and optimum generation and load management, the need for long-term energy storage remains.

6 Economic impacts

6.1 The investment volume mobilized by the expansion of renewable energy is defined by the capacity to be installed annually, in combination with the specific investment costs and the assumed cost reductions of the individual technologies. This is an important indicator for the value placed on such an expansion of renewables. The **investment volume for all renewable energy facilities** reaches a maximum in the years 2009 to 2011 with up to € 32 billion per year (mainly due to photovoltaics). In the following years, investments on a relatively constant level of € 18 billion per year are expected. Only after 2030 does investment increase again to € 22 billion per year (see **Figure 13**). It becomes clear that the growth dynamic assumed in the Baseline Scenario 2010 A is vital to compensate for the desired cost reductions of individual technologies with increased sales. This is also an important prerequisite for maintaining Germany's technological leadership on the world market for the majority of renewable energy technologies. These considerations confirm the importance of the politically set target of a renewable share of 18% of gross final energy consumption in Germany in 2020. If a 100% renewable electricity supply by 2050 is aimed for, investments increase to significantly higher levels from 2030 on: In this case, they amount to an average of € 23 billion per year between 2030 and 2040 and € 32 billion per year in the following decade – € 24 billion per year for renewable power supply and € 8 billion per year for renewable heat. In 2050, the dominant technologies are wind energy and power plants in a European interconnected grid, with around € 7 billion per year turnover each.

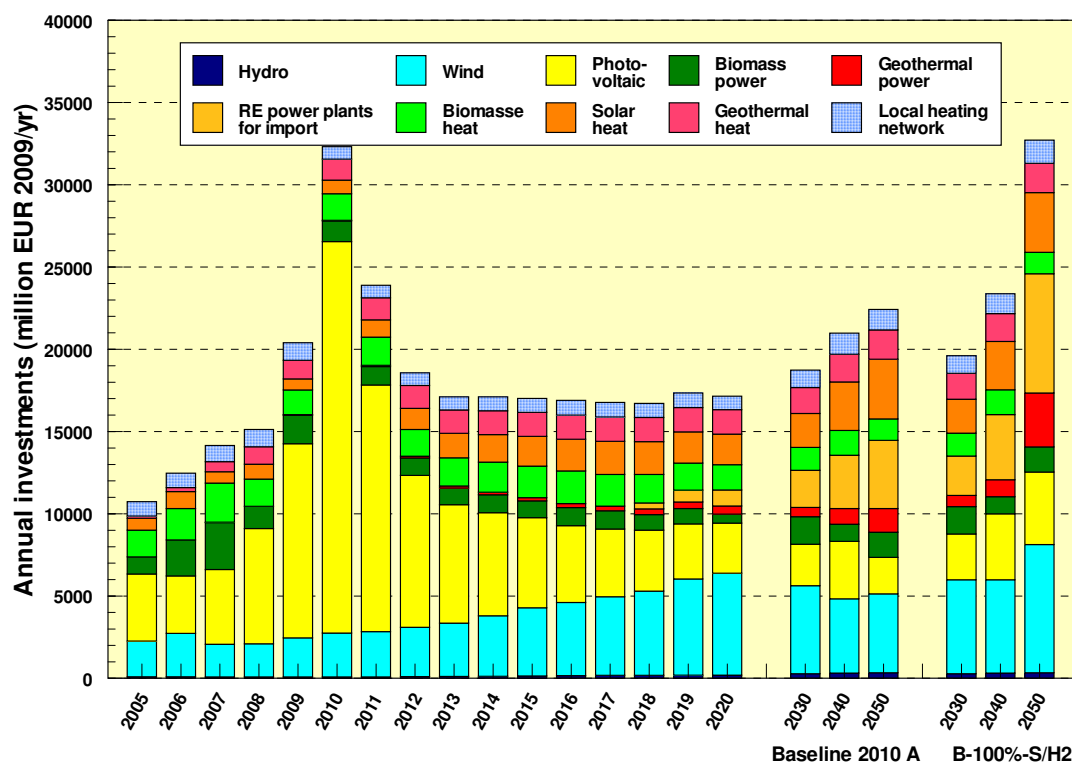


Figure 13: Investments for RE power and heat generation capacities according to the Baseline Scenario 2010 A and after 2030 for the Scenario B-100%-S/H₂.

6.2 Up to 2009, a total of about € 120 billion was invested in facilities to produce heat and power from renewables. Between 2010 and 2020, the **cumulative investment in the Baseline Scenario 2010 A** will be another € 202 billion, nearly twice as much. Photovoltaics dominate these investments with € 86 billion, followed by wind energy with € 46 billion, biomass (electricity and heat) with € 30 billion and solar collectors, ambient heat and geothermal energy, with € 18 billion each. In the decades to 2050, investments stay on a similar level of about € 200 billion per decade in the Baseline Scenario 2010 A.

6.3 Long-term generation costs for renewable electricity range between **5 and 9 ct/kWh_{el}**. The average power generation costs of all new renewable energy facilities in 2009 were 13.5 ct/kWh_{el} (excluding photovoltaics, 10 ct/kWh_{el}). Due to the current significant growth of the installed capacity of photovoltaics as well as the upcoming construction of offshore wind turbines, renewable power generation costs will rise to 14.2 ct/kWh_{el} by 2011. The differences from the average costs excluding photovoltaics are particularly large in this phase (4 ct/kWh_{el}). By 2020, the average generation costs of the total mix drop substantially to 9.3 ct/kWh_{el} (excluding photovoltaics: 8.1 ct/kWh_{el}), by 2030 to 7.8 ct/kWh_{el} (7.1 ct/kWh_{el}) and by 2050 to 6.2 ct/kWh_{el} (5.8 ct/kWh_{el}).

6.4 Systems-analysis differential costs vs. differential cost according to the Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)

In economic analyses, two different definitions of differential costs are used:

The systems-analysis differential costs are used for the estimation of the macroeconomic costs of the expansion of renewable energy in the electricity, heat and transport sectors in comparison with a reference system. The focus is on RE power generation costs compared to fossil-nuclear alternatives. These can be represented by annuity investment costs (capital costs), plus fuel costs for biomass and fossil fuel plus other operating costs. Based on this analysis, conclusions on the macroeconomic effects – positive or negative – of renewable energies can be drawn.

In contrast, the differential costs under the Renewable Energy Sources Act (the “EEG differential costs”), a subject of political debate, are defined differently: The EEG differential costs represent the difference between the cumulated EEG tariffs and the costs of electricity purchased in the power spot market. This difference will be passed on to electricity customers by the EEG apportionment. There is a distributional effect: on the one hand benefits of plant operators and electricity suppliers on the other hand costs for electricity customers.

6.5 Up to and including 2010, the accumulated systems-analysis differential costs for the expansion of renewables add up to € 71 billion, when compared to the previously applicable electricity, heat and motor-fuel prices (**Figure 14**). It should be noted that, in accordance with the market rules in place, these prices only have to take limited account of the external costs for environmental damage and climate change. So even in the medium term, the additional investments in a climate-friendly energy supply on the basis of renewable energies still lead to increasing **macroeconomic systems-analysis differential costs** compared to conventional energy generation. From the middle of the decade on, these will decrease again in response to rising prices for fossil fuels and CO₂ emission allowances on the one hand, and cost-reducing learning effects for renewable energies on the other. With increasing internalization of external costs by emissions trading and other energy policy instruments, the systemic competitive disadvantages of renewables will be reduced.

6.6 The positive economic effects of renewables become fully evident around 2025. At this time, on average the systems-analysis differential costs disappear, assuming price trends according to price path A ("considerable increase") (for wind and renewable heat on average in 2020). Subsequently, **through the use of renewables, the economy saves expenditures** which otherwise would have to be spent on the additional supply of fossil-fuel energy (fuel costs, costs for CO₂ emission allowances etc.). In the Baseline Scenario 2010 A, the cumulative systems-analysis differential costs increase to a maximum of € 207 billion in 2020. At the end of 2040, the systems-analysis differential costs cumulated are already negative (minus € 76 billion). All inputs of renewables expansion have been redeemed shortly before. By mid-century, the **use of renewables has save the economy € 665 billion compared to a continuing energy supply based on fossil fuels**.

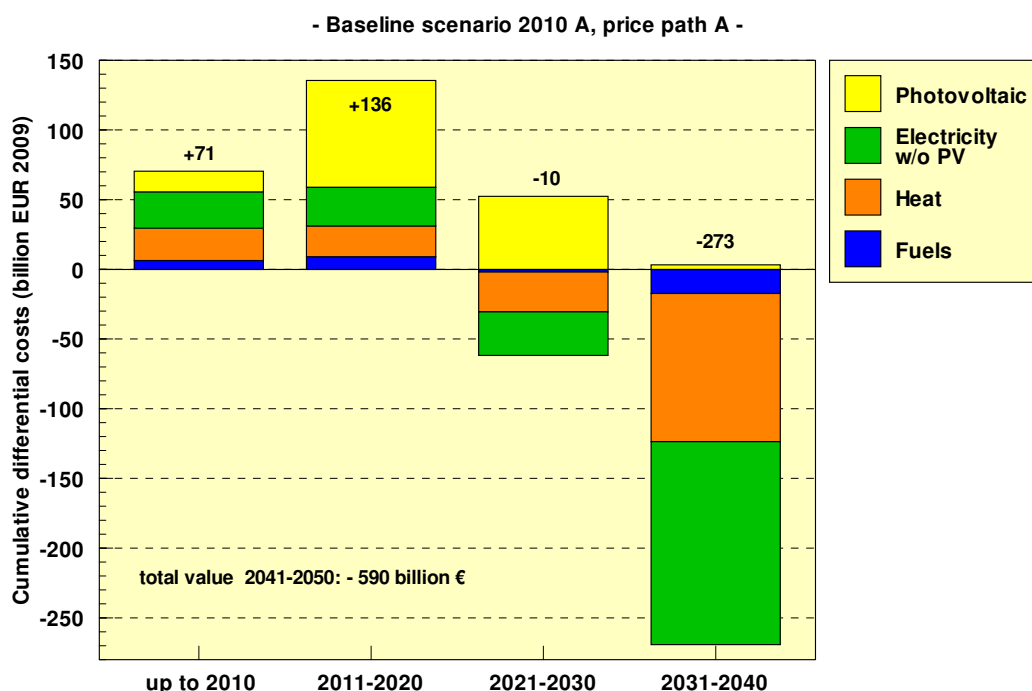


Figure 14: Cumulative systems-analysis differential costs of power, heat and fuel supply in the Baseline Scenario 2010 A for ten-year periods.

6.7 If prices for fossil-fuel energy increase more slowly (price path B, "moderate increase"), the **cumulative systems-analysis differential costs** do not disappear until 2032. Until then, the cumulative differential costs rise to a maximum of € 320 billion. They are then completely redeemed shortly after 2050. Such a fossil fuel price path would therefore require a more permanent political support base for the transformation of the energy system than that required in the case of more significant price increases. In contrast, when taking into account the **external costs of energy supply** (Path E) positive economic effects occur over the entire period of the RE expansion (i.e. negative differential costs). In view of climate change and expected resulting damage or costs, blocking or significantly delaying the renewable energy expansion would be a serious market failure with serious negative consequences for the economy.

6.8 If the current Renewable Energy Sources Act (EEG) remains unchanged and **the current reductions of the feed-in tariffs continue** through 2030, the Baseline Scenario 2010

A results in rising EEG differential costs for power customers up to the middle of this decade. The maximum is expected around the year 2015 with € 12 billion. If the prices for fossil fuels follow path A, the EEG differential costs will decrease significantly after 2015 (somewhat more slowly if price path B is considered). By 2030, the EEG differential costs will decrease to € 1 to 3 billion, depending on the price path applied. The allocation of the EEG differential costs to the apportionable electricity consumption for end users (EEG apportionment) will reach a **maximum of 3.2 ct/kWh_{el}** (without catch-up effects due to underestimation in previous years), if the development of the installed photovoltaic capacity is according to the assumptions in the Baseline Scenarios (8.5 GW in 2010; 6 GW in 2011 and 4.2 GW in 2012). For a reference household with an electricity consumption of 3500 kWh per year, the additional costs due to the EEG apportionment will be about € 110 per year at the time of maximum EEG differential costs. By the year 2030, the EEG apportionment will decrease to 0.3 to 0.8 ct/kWh_{el}, depending on the price path.

6.9 As the past has clearly shown, the **development of the EEG differential costs** is dependent on the actual renewable energy expansion (especially photovoltaics) and the spot market electricity prices. The calculations are based on the current provisions set down in the EEG. As the only exception, it is assumed that the **future use of Article 37 EEG** is significantly restricted in the course of the EEG-2012 revision. Otherwise, the EEG apportionment may increase significantly independently of the EE expansion due to the massive reduction of the amount of final consumption that is relevant for determining the EEG apportionment. Also, the current cost transfer mechanism for electricity covered by the Renewable Energy Sources Act results indirectly in increasing apportionment costs. Due to the merit-order effect, at certain times wind power and PV electricity lower the wholesale prices and therefore simultaneously increase the apportionment costs under the Renewable Energy Sources Act. This will cause additional burden to final consumers, while consumers who are exempt from the EEG apportionment, i.e. energy-intensive companies, are not affected. This is not compatible with the principle of appropriate burden sharing. A **redesign of the EEG cost transfer mechanism** should therefore also be the subject of the forthcoming 2012 revision of the EEG.

6.10 The discussion about the pros and cons of the expansion of renewable energy, dominated by cost considerations and a microeconomic perspective, **usually ignores the existing and desired benefits**. But these benefits are major social goals, such as the development of a sustainable energy supply, the reduction of long-term climate damage or its costs, the conservation of fossil energy resources, the reduction of the dependence on energy imports or the development of technologies for the generation of electricity, heat and fuels from renewable sources. Because the quantifiable benefits are still largely theoretical and are (in the majority of cases) not included in the cost calculation of the market participants, investment decisions are not taken according to the **optimum long-term economic benefits**, but suboptimally according to the short-term calculations of individual economic agents. It is thus the task of the legislature to **initiate the necessary market corrections in terms of support instruments and other government guidelines**. This correction of the “market failure” is ultimately associated with “price increases”. However, an enlightened energy and climate protection policy, which considers environmental and climate protection to be of equal importance as economic and social interests, must regard these corrections as necessary with long-term benefits, and communicate them as such to the public.

7 Conclusions

7.1 An overall CO₂ emissions reduction of 596 mt CO₂/yr (Baseline Scenario 2010 A) up to 644 mt CO₂/yr (Scenario B-100%-S/H2) can be achieved in the scenarios between 2010 and 2050. The gross emission reduction including the compensation for discontinued nuclear power amounts to 702 mt CO₂/yr in the Baseline Scenario 2010 A (**Figure 15**; 750 mt CO₂/yr for Scenario B-100%-S/H2). The two strategies “increases in efficiency” and “expansion of renewables” have about the same significance in this period. Efficiency improvements result in a (gross) reduction of 400 mt CO₂/yr, the expansion of renewables of 302 mt CO₂/yr (or 350 mt CO₂/yr in the scenario B-100%-S/H2). Two segments are of outstanding significance. The first is the **“expansion of electricity generation from renewables”** (1), the second is **“increasing efficiency in the heating sector”** (2). Another important segment is “increasing efficiency in the power sector” (3). These segments alone provide 75% of the total emissions reduction. The next segments are “increasing efficiency in transport” (4), “expansion of renewables in the heating sector” (5) and “expansion of renewables in the transport sector” (6). In 2050, only 23 mt CO₂/yr of the total remaining CO₂ emissions of 152 mt CO₂/yr will come from power generation and 56 mt CO₂/yr from the transport sector. The heat sector will contribute 73 mt CO₂/yr which is about 50% of the remaining emissions.

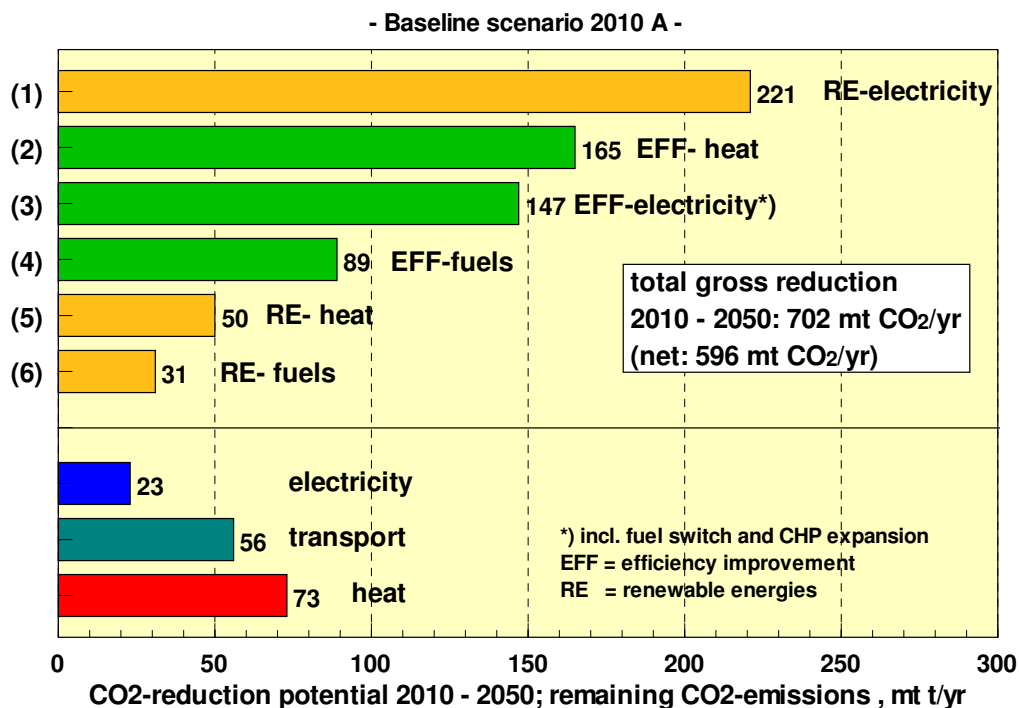


Figure 15: Contribution of individual segments of the energy supply to reducing CO₂ emissions between 2010 and 2050 in the Baseline Scenario 2010 A and remaining emissions in 2050 by sector.

7.2 Table 8 shows the **renewable shares of gross final energy demand and gross electricity consumption** compared to the targets of the 2010 “energy concept”. The scenarios show that the target values for gross final energy consumption can be exceeded between 2020 and 2040 by 3 to 5%. In 2050, the difference is of course obvious in the Scenario B

100%-S/H2, at 9%. The renewable shares of gross electricity consumption are all significantly higher in the scenarios. As the denominator “gross electricity consumption” is also higher in the scenarios, assuming that the efficiency targets for electricity laid down in the Energy Concept are achieved, the objectives specified in the Energy Concept require a significantly smaller expansion of power generation from renewables than that described in the scenarios. This is confirmed in the scenarios for the Energy Concept. The expansion of renewable power generation capacities in the Baseline Scenarios 2010 A and C is 33% higher in 2050 than the maximum value in the scenarios for the Energy Concept. The slow growth of RE power generation after 2020 in the scenarios for the Energy Concept is not compatible with the requirements of a stable domestic market as a condition for dynamic participation in the growing global RE market.

Table 8: RE shares of gross final energy demand and gross power consumption in the scenarios compared to the target values of the 2010 energy concept.

| | RE share of gross final energy demand (%) | | | | RE share of gross power consumption (%) | | | |
|------|-------------------------------------------|------------------------------|--------------------------|----------------------|-----------------------------------------|------------------------------|--------------------------|----------------------|
| | Energy concept | Baseline Scenario 2010 A (C) | Baseline Scenario 2010 B | Scenario B-100%-S/H2 | Energy concept | Baseline Scenario 2010 A (C) | Baseline Scenario 2010 B | Scenario B-100%-S/H2 |
| 2020 | 18 | 21.2 | 21.2 | 21.2 | 35 | 40.0 | 40.0 | 40.0 |
| 2030 | 30 | 33.3 | 33.8 | 35.3 | 50 | 64.7 | 65.0 | 66.0 |
| 2040 | 45 | 46.7 | 47.6 | 50.3 | 65 | 82.6 | 82.8 | 85.1 |
| 2050 | 60 | 60.0 | 61.7 | 69.2 | 80 | 86.2 | 86.3 | 100 |

7.3 The successful implementation of CO₂ reductions according to the targets in individual segments usually requires the combination of significant structural changes, a wide variety of political measures to set targeted incentives for many stakeholders, and overcoming many obstacles and special interests. Chapter 7 of the long version of this study (pages 160 to 171) explains the findings and recommendations derived for each segment in detail. The most important points are outlined here.

(1) Conversion of power generation to a large renewables share

- A) Further expansion of RE capacities is not limited by technical barriers.
- B) The German feed-in tariff system under the Renewable Energy Sources Act is the most effective instrument and must be sustained as long as the key price in the electricity market (price on the exchange) does not reflect full costs of power generation. Feed-in priority for renewable power has to be permanently guaranteed.
- C) The terms of requests for tenders for balancing power need to be modified.
- D) The expansion of the power grid has to be accelerated; in the long term, power, gas and heating grids have to be linked in an “intelligent” way.
- E) In the long term, conventional power plants have to be modified in order to be optimally integrated into an interlinked and flexible supply system consisting of power generators, storage facilities, networks and load management on the consumer side.

- F) Extending the operating lives of nuclear power plants requires the large-scale decommissioning of old fossil-fuel power plants.
- G) The intended expansion of cogeneration has to be coordinated carefully in the long term with increases in efficiency and the expansion of renewables.
- H) Pricing on the electricity market must be fundamentally rethought; in principle, the full costs of all options should be included in the market prices.
- I) Assumptions on the future development of energy prices should tend to be based on the upper range of forecasts – for precautionary reasons and because this creates greater incentives for the required structural change.

(2) Increasing efficiency in heat supply, especially energy-related modernisation of buildings

- A) Targets for the renovation of the existing building stock in order to save energy must consider not only the technical capabilities but also limits that make economic sense.
- B) The rate of modernisation of buildings for energy saving has to be increased considerably.
- C) Possibilities for covering heat demand through CHP, solar collectors, geothermal energy and ambient heat must be in a balanced relation to the possibilities of building modernisation and thermal insulation.
- D) There is also significant energy efficiency potential in the industrial process heat sector.

(3) Increasing efficiency in the electricity sector

- A) Implementation of an efficiency fund, labelling requirements for equipment, and minimum standards for electric motors, pumps and other frequently used equipment are suitable measures.
- B) The specification of total costs of ownership of equipment (acquisition and consumption costs for an average lifetime) is advisable.
- C) Further incentives are required for energy concepts at the company and municipal level, and for the expansion of energy performance contracting.
- D) An accelerated substitution of electric storage heaters and direct electric heating is essential.

(4) Increasing efficiency in the transport sector

- A) Extensive utilisation of the technical potentials for efficiency is needed in the fields of drive trains, lightweight construction, aerodynamics and rolling friction, as well as general vehicle hybridisation.
- B) Incentives should be increased for switching the vehicle stock to smaller or lighter motor vehicles (e.g. speed limit, tax incentives or burdens)
- C) Ambitious CO₂ limit values must be specifically prescribed and complied with.
- D) A significant shift of goods traffic from road to rail (roughly doubling) is required to this end, the investment strategy of Deutsche Bahn should be fundamentally rethought.

(5) Expansion of renewables in the heat sector

- A) In order to open up large RE potential, the contribution of local heat should be considerably increased.
- B) Local authorities should be obliged to develop comprehensive heat-use plans or energy concepts which determine, for each neighbourhood, the most suitable combinations of thermal insulation, direct heating and local heating systems using fossil-fuel CHP and renewables, and which are made mandatory for new investments.
- C) The German Renewable Energies Heat Act (EEWärmeG) and the German Market Incentive Programme (MAP) are not developing the required dynamics for an accelerated development of renewable heat. A budget-independent support instrument should be introduced.
- D) Technical preparations should be made for the flexible operation of CHP plants (heat storage facilities) and should be stimulated by economic incentives, in order to enable a sensible utilisation of capacities under power-driven operation.

(6) Expansion of renewables in the transport sector

- A) The replacement of fossil motor fuels can be achieved in principle by three options: biofuels, direct use of RE power in electric and plug-in hybrid vehicles, and the use of chemical fuels such as hydrogen or methane produced with RE electricity.
- B) Biofuels can be used in the short to medium term and still have potential for development with respect to the achievable yields and the kinds of biomass which can be used. However, they clearly have a limited potential.
- C) The potential for RE power and chemical fuels produced with it are almost unlimited, but require further development and cost-cutting innovations for their use in transport.
- D) Linking RE power supply to direct use in vehicles and for generating renewable motor fuels open up interesting prospects for both electricity load management and for achieving a very high share of renewables in transport.

7.4 The unambiguous findings on climate change and its consequences, the economic risks of an energy supply that is highly import-dependent, awareness of growing environmental risks due to the increasingly complex extraction of fossil fuels, and the still unresolved questions of safe final disposal of nuclear fuel and how to control the risks of an expanded use of nuclear energy should make it easier to convince more and more social and economic actors of the **need to switch our energy supply** to renewable energies. The Energy Concept of the German government is an important step in this direction. There is a general consensus that **renewables energies must be “a mainstay of the future energy supply”** and will develop into the major energy source in the long term.

However, the economic benefits of a much more efficient use of energy and of a structurally consistent expansion of renewables should be highlighted to a greater degree. This can generate a momentum that can be used by a wise energy policy to define more precisely the necessary instruments for the further development of the energy system and to remove any remaining inconsistencies and resulting barriers to implementation.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1 | Einleitung..... | 1 |
| 2 | Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien | 4 |
| 2.1 | Politische Rahmenbedingungen und Zielsetzungen | 4 |
| 2.2 | Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Annahmen | 7 |
| 2.3 | Festlegung der zu untersuchenden Szenarienvarianten | 9 |
| 2.4 | Annahmen zur Effizienzsteigerung und die wichtigsten Kenngrößen der Basisszenarien 2010 | 12 |
| 2.5 | Annahmen zu zukünftigen Energiepreispfaden | 17 |
| 2.6 | Technisch-ökonomische Charakterisierung zukünftiger Energietechniken | 21 |
| 2.6.1 | Techniken zur erneuerbaren Stromerzeugung | 22 |
| 2.6.2 | Techniken zur fossilen Stromerzeugung | 27 |
| 2.6.3 | Techniken zur Stromspeicherung | 28 |
| 2.6.4 | Techniken zur Wärmeerzeugung | 30 |
| 3 | Beschreibung der Basisszenarien 2010..... | 34 |
| 3.1 | Endenergie- und Primärenergieverbrauch und -struktur sowie CO ₂ - und THG- Emissionen | 34 |
| 3.1.1 | Übersicht über die gesamte Energieversorgung | 34 |
| 3.1.2 | Beitrag der erneuerbaren Energien | 39 |
| 3.1.3 | Exkurs: Potenzial und Einsatzstruktur der Biomasse | 42 |
| 3.2 | Die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050 | 46 |
| 3.2.1 | Weiterer Ausbau der EE-Stromerzeugung | 46 |
| 3.2.2 | Auswirkungen des EE-Ausbaus auf den übrigen Kraftwerkssektor..... | 49 |
| 3.2.3 | Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken (Basisszenario 2010 C); Zubau und Stilllegung von Kraftwerken..... | 54 |
| 3.3 | Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050..... | 59 |
| 3.4 | Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050 | 64 |
| 3.4.1 | Entwicklung der Verkehrsleistungen und resultierender Endenergieverbrauch . | 64 |
| 3.4.2 | Beitrag der erneuerbaren Energien im Basisszenario 2010 A..... | 65 |
| 3.4.3 | Bedeutung der Elektromobilität (Basisszenario 2010 B) und weitere Strukturvarianten im Verkehr | 67 |

| | | |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 4 | Szenarien einer sehr weitgehenden Versorgung mit erneuerbaren Energien | 72 |
| 4.1 | Bedeutung chemischer Energieträger für große Beiträge erneuerbarer Energien .. | 72 |
| 4.1.1 | Möglichkeiten und Grenzen der Ausgleichsoptionen für EE-Strom..... | 72 |
| 4.1.2 | Chemische Energieträger als Langzeitspeicher und neuer Energievektor | 74 |
| 4.2 | Szenarien einer 100% EE-Stromversorgung bis 2050 | 79 |
| 4.3 | Perspektiven für eine Gesamtversorgung mit erneuerbaren Energien | 84 |
| 4.4 | Exkurs: Betrachtungen zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der Stromversorgung | 88 |
| 5 | Untersuchung der Lastdeckung und möglicher Ausgleichsmaßnahmen im Stromversorgungssystem | 92 |
| 5.1 | Die Modelle und ihre Wechselwirkung | 92 |
| 5.1.1 | Modellbeschreibung REMix | 92 |
| 5.1.2 | Modellbeschreibung SimEE..... | 94 |
| 5.1.3 | Die Koppelung der Modelle und ihre Wechselwirkung | 95 |
| 5.2 | Dynamische Bewertung der Energieversorgung im Jahr 2020 unter Berücksichtigung verschiedener Ausgleichsmaßnahmen | 96 |
| 5.2.1 | Zeitweise Vollversorgung mit EE bei idealem Netzausbau im Jahr 2020..... | 96 |
| 5.2.2 | Fluktuationsausgleich durch Lastmanagement mit E-KFZ, Wärmepumpen und Klimatisierung..... | 97 |
| 5.2.3 | Fluktuationsausgleich durch Erzeugungsmanagement mit KWK | 98 |
| 5.2.4 | Gesamteffekt der Ausgleichsoptionen – deutliche Glättung und Erleichterung für konventionelle Kondensationskraftwerke | 99 |
| 5.2.5 | Anforderungen an konventionelle Kraftwerke in regenerativ-dominierten Energiesystemen | 103 |
| 5.2.6 | Berechnung des Kraftwerksbedarfs zur Deckung der Jahreshöchstlast – gesicherte Leistung und Versorgungssicherheit im Jahr 2020 | 106 |
| 5.3 | Simulation der erneuerbaren Stromerzeugung 2050 mit REMix im europäischen Kontext..... | 109 |
| 5.3.1 | Basisszenario A | 109 |
| 5.3.2 | 100%ige Stromerzeugung aus EE (Szenario B 100%-S/H2) | 112 |
| 5.4 | Detaillierte Untersuchung der Lastdeckung in Deutschland 2050 mit SimEE | 115 |
| 5.4.1 | Basisszenario 2010 A | 115 |
| 5.4.2 | 100%ige Stromversorgung mit Erneuerbaren – Szenario B-100%-S/H2 | 119 |
| 5.4.3 | Exkurs: Rolle der KWK in Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen fluktuierender EE..... | 124 |

| | | |
|-----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 6 | Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien | 125 |
| 6.1 | Ausbau erneuerbarer Energien..... | 125 |
| 6.1.1 | Entwicklung der Märkte für EE | 125 |
| 6.1.2 | Einordnung der deutschen EE-Investitionen in eine mögliche EE- Weltmarktentwicklung | 128 |
| 6.1.3 | Entwicklung der Gestehungskosten erneuerbarer Energien | 132 |
| 6.2 | Kosten und Nutzen des EE-Ausbaus..... | 136 |
| 6.2.1 | Strompreisentwicklung und anlegbare Strompreise | 136 |
| 6.2.2 | Systemanalytische Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien | 142 |
| 6.2.3 | Kostenwirkungen des EEG auf Stromabnehmer | 153 |
| 6.2.4 | Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien | 157 |
| 7 | Schlussfolgerungen und Empfehlungen | 161 |
| 7.1 | Beitrag der einzelnen Segmente der Energieversorgung zur CO ₂ -Minderung bis 2050 | 161 |
| 7.2 | Vergleich der Eckdaten der Szenarien mit den Zielvorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung | 162 |
| 7.3 | Umsetzungshemmnisse und Handlungsnotwendigkeiten | 164 |
| 7.3.1 | Umbau der Stromversorgung zu hohen EE-Anteilen (1) | 164 |
| 7.3.2 | Effizienzsteigerung im Wärmebereich, insb. Gebäudesanierung (2)..... | 169 |
| 7.3.3 | Effizienzsteigerung im Strombereich (3)..... | 170 |
| 7.3.4 | Effizienzsteigerung im Verkehr (4)..... | 171 |
| 7.3.5 | EE-Ausbau im Wärmesektor (5) | 172 |
| 7.3.6 | EE- Ausbau im Verkehrssektor (6) | 174 |
| 7.4 | Schlusswort..... | 175 |
| 8 | Literatur | 176 |
| 9 | Abkürzungsverzeichnis..... | 182 |
| 10 | Datenanhang | 183 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 2.1: | End- und Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren 2000-2009 | 12 |
| Abbildung 2.2: | Struktur des Endenergieverbrauchs 2009 nach Nutzungsarten und nach Verbrauchssektoren (nach [AGEB 2010]) | 13 |
| Abbildung 2.3: | Verlauf von Bruttoinlandsprodukt (BIP real), Primärenergieverbrauch (PEV) und Energieproduktivität (BIP/PEV) seit 1990 (1990 =100) und Annahmen für die Basisszenarien 2010..... | 14 |
| Abbildung 2.4: | Bisheriger Bruttostromverbrauch und Annahmen zum zukünftigen Verbrauch in verschiedenen Untersuchungen | 16 |
| Abbildung 2.5: | Rohölpreisentwicklung 1970 - 2010 (Jahresmittelwert, nominal und Geldwert 2007), sowie die Preispfade der Szenarien [BMU 2008a] und [BMU 2010a] im Vergleich mit den Angaben der IEA [IEA 2008, 2009], Energieprognose 2009 [EP 2010] und der Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung | 18 |
| Abbildung 2.6: | Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Pfade A und B der Basisszenarien im Vergleich zu Angaben des Öko-Instituts [Matthes 2010a] und den Annahmen der Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung [EWI 2010] | 21 |
| Abbildung 3.1: | Entwicklung des End- und Primärenergieverbrauchs im Basisszenario 2010 A bis 2050 (vgl. auch Abbildung 2.1)..... | 34 |
| Abbildung 3.2: | Struktur des Primärenergieeinsatzes im Basisszenario 2010 A bis 2050..... | 35 |
| Abbildung 3.3: | Entwicklung des Erdgasverbrauchs und seiner Struktur im Basisszenario 2010 A..... | 36 |
| Abbildung 3.4: | Vermiedene CO ₂ -Emissionen ab 2010 im Basisszenario 2010 A nach Nutzungsbereichen und Sockel der zwischen 1990 und 2009 vermiedenen Emissionen | 37 |
| Abbildung 3.5: | Primärenergieverbrauch verschiedener aktueller Szenarien im Vergleich | 38 |
| Abbildung 3.6: | Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A nach Energiequellen bis zum Jahr 2050 | 41 |
| Abbildung 3.7: | Typische flächenspezifische Energieerträge von EE und ihrer Bandbreiten für zwei typische Strahlungsangebote; bei Wind entsprechend deutschen Verhältnissen*)..... | 42 |
| Abbildung 3.8: | Energetische Nutzungspotenziale der Biomasse in Deutschland für feste und vergärbare Reststoffe sowie für Energiepflanzen (NAWARO) bei vorgegebener Aufteilung für stationäre und mobile Nutzung | 44 |
| Abbildung 3.9: | Bereitstellung von Strom, Nutzwärme und Kraftstoffen aus Biomasse in der im Basisszenario 2010 A gewählten Aufteilung, sowie Wandlungs- und Bereitstellungsverluste | 45 |
| Abbildung 3.10: | Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im Basisszenario 2010 A; Vergleich mit dem Leitszenario 2009 und den Szenarien EE | |

| | | |
|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| | („stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien“) und KV („Koalitionsvereinbarung“) des Energiegipfels [Prognos 2007] | 47 |
| Abbildung 3.11: | Jährlich installierte Leistung der EE im Stromsektor im Basisszenario 2010 A (Neuinstallationen und Ersatz) | 49 |
| Abbildung 3.12: | Strukturelle Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Basisszenario 2010 A..... | 50 |
| Abbildung 3.13: | Strukturelle Änderungen und Ausbau bei der KWK im Basisszenario 2010 A..... | 52 |
| Abbildung 3.14: | Struktur der Bruttostromerzeugung im Basisszenario 2010 A | 54 |
| Abbildung 3.15: | Stilllegung (kumuliert), Neubau (kumuliert) und resultierendes Saldo von fossilen und nuklearen Kraftwerken in den Basisszenarien A und C | 55 |
| Abbildung 3.16: | Endenergieeinsatz für Wärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme) | 60 |
| Abbildung 3.17: | Endenergieeinsatz für Raumwärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme)..... | 61 |
| Abbildung 3.18: | Jährlich installierte thermische Leistung von EE im Wärmemarkt im Basisszenario 2010 A (Neubau und Ersatz)..... | 63 |
| Abbildung 3.19: | Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Basisszenario 2010 A nach Energieträgern | 67 |
| Abbildung 3.20: | Beitrag erneuerbarer Energien im Verkehr im Basisszenario 2010 | 69 |
| Abbildung 4.1: | Wasserstoffgestehungskosten (€/GJ (Hu)) in Abhängigkeit der jährlichen Ausnutzung der Elektrolyse und der Stromkosten (in ct/kWh _{el}) | 76 |
| Abbildung 4.2: | Gestehungskosten von EE-Wasserstoff und EE-Methan auf Vollkostenbasis und bei Nutzung von Überschussstrom im Vergleich zu den Großhandelspreisen von Erdgas und Kosten von Kraftstoffen (ohne Steuern) für die Preispfade A und B (Zinssatz 6%/a; Abschreibung 20a) | 78 |
| Abbildung 4.3: | Stromeinsatz für die EE-Wasserstoffherzeugung und dessen Verwendung im Szenario B-100%-S/H2..... | 80 |
| Abbildung 4.4: | Modell einer zukünftigen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf der Basis vernetzter Strom-, Wärme- und Gasnetze mit EE-Wasserstoff als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher, angelehnt an [Sternner 2009] | 86 |
| Abbildung 4.5: | Modell einer zukünftigen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf der Basis vernetzter Strom-, Wärme- und Gasnetze mit EE-Methan als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher, angelehnt an [Sternner 2009]..... | 87 |
| Abbildung 5.1: | Aufbau des Modells REMix mit Inputdaten..... | 93 |
| Abbildung 5.2: | Aufbau des Modells SimEE unter Einbindung des Modells REMix..... | 94 |
| Abbildung 5.3: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen, nicht-regelbaren EE- Einspeisung für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)..... | 97 |

| | | |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abbildung 5.4: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import | 98 |
| Abbildung 5.5: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)..... | 99 |
| Abbildung 5.6: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Lastdeckung „ohne“ die Ausgleichsoptionen Speicher und Erzeugungs- und Lastmanagement für 2020 bei idealem Netzausbau (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)..... | 100 |
| Abbildung 5.7: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Lastdeckung „mit“ den Ausgleichsoptionen Speicher und Erzeugungs- und Lastmanagement für 2020 bei idealem Netzausbau (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)..... | 100 |
| Abbildung 5.8: | Vergleich der verbleibenden, von konventionellen Kondensations-Kraftwerken zu deckenden Residuallast im Jahr 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario A) | 102 |
| Abbildung 5.9: | Jahresdauerlinie des Jahres 2020 der verbleibenden, von konventionellen Kondensations-Kraftwerken zu deckenden Residuallast (Mittel über 4 Wetterjahre 2006-2009; Basisszenario 2010 A)..... | 102 |
| Abbildung 5.10: | Auswertung der Anteile von Grund-, Mittel- und Spitzenlast der verbleibenden Residuallast im Basisszenario 2010 A, welcher von konventionellen Kondensations-KW zu decken ist (Mittelwerte über 4 Wetterjahre 2006-2009)..... | 104 |
| Abbildung 5.11: | Aggregierte Regionen im Modell REMix..... | 109 |
| Abbildung 5.12: | Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in Europa und Nordafrika im Jahr 2050 bei einer Versorgung in D gemäß Basisszenario 2010 A | 111 |
| Abbildung 5.13: | Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in den Regionen Europas und Nordafrikas im Szenario B-100 %-S/H2 für das Jahr 2050 | 114 |
| Abbildung 5.14: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A) | 116 |
| Abbildung 5.15: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export..... | 117 |
| Abbildung 5.16: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export und Lastmanagement | 118 |
| Abbildung 5.17: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A) | 119 |
| Abbildung 5.18: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)..... | 120 |
| Abbildung 5.19: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export..... | 120 |

| | | |
|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abbildung 5.20: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export..... | 121 |
| Abbildung 5.21: | Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)* | 121 |
| Abbildung 5.22: | Extremsituation – Monatsverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)..... | 123 |
| Abbildung 5.23: | Extremsituation – Monatsverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2) | 123 |
| Abbildung 6.1: | Jährliches Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A für den Stromsektor nach Einzeltechniken | 126 |
| Abbildung 6.2: | Jährliches Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A für den Wärmesektor nach Einzeltechniken | 127 |
| Abbildung 6.3: | Gesamte Investitionen in EE-Anlagen im Basisszenario 2010 A und ab 2030 für das Szenario 100%-Strom | 129 |
| Abbildung 6.4: | Erforderliches Wachstum der EE-Techniken zur Stromerzeugung (links) und Wärmeerzeugung (rechts) im Szenario „Energy (R)evolution“ | 130 |
| Abbildung 6.5: | Jährliche globale Investitionsvolumina zur Strom- und Wärmebereitstellung aus EE im Szenario „Energy (R)evolution“ | 131 |
| Abbildung 6.6: | Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Techniken bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im Basisszenario 2010 A (Preisbasis 2009; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechniken) | 133 |
| Abbildung 6.7: | Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen im Basisszenario 2010 A (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik) | 134 |
| Abbildung 6.8: | Kostenentwicklung von Kollektoren, Umwelt- und Erdwärme, Biomasseanlagen (jeweils Einzelanlagen und Nahwärmesysteme; Mittelwerte mehrerer Einzeltechniken; Nahwärmesysteme einschließlich Verteilungskosten; realer Zinssatz 6%/a) im Basisszenario 2010 A | 135 |
| Abbildung 6.9: | Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke (7.000 Volllaststunden) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung und der Entwicklung der CO ₂ -Kosten der Preispfade A „Deutlich“ und B „Mäßig“ | 137 |
| Abbildung 6.10: | Spartenspezifischer Verlauf der systemanalytischen Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE im Basisszenario 2010 A beim Vergleich mit den anlegbaren Strompreisen gemäß Preispfad A | 142 |
| Abbildung 6.11: | Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte für den Preispfad A..... | 143 |
| Abbildung 6.12: | Systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich (ohne Fotovoltaik) für verschiedene Annahmen zu zukünftig anlegbaren Strompreisen | 145 |

| | | |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abbildung 6.13: | Jährlich anfallende systemanalytische Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus gemäß Basisszenario 2010 für verschiedene Annahmen zu zukünftig anlegbaren Strompreisen | 147 |
| Abbildung 6.14: | Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Strombereich für verschiedene Annahmen zu den zukünftigen anlegbaren Strompreisen | 149 |
| Abbildung 6.15: | Jährliche systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 für anlegbare Preise gemäß Preispfad A..... | 150 |
| Abbildung 6.16: | Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der gesamten Energiebereitstellung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte gemäß Preispfad A..... | 151 |
| Abbildung 6.17: | Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 A für verschiedene Annahmen zu den zukünftig anlegbaren Energiepreisen (Preispfade A bis E) | 152 |
| Abbildung 6.18: | Verlauf der EEG-Umlage nach verschiedenen Preispfaden | 156 |
| Abbildung 7.1: | CO ₂ -Minderung je Energiesektor zwischen 2010 und 2050 durch Erneuerbare (EE) und Effizienz (EFF) sowie verbleibende CO ₂ -Emissionen aufgeteilt auf die Segmente Strom, Wärme, Kraftstoffe | 161 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|--------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabelle 2-1: | Annahmen zum Wachstum des deutschen Bruttoinlandprodukts in Energiestudien der letzten Jahre bis 2030 bzw. bis 2050 (in Mrd. € ₂₀₀₀) | 7 |
| Tabelle 2-2: | Demografische, strukturelle und ökonomische Eckdaten des Basisszenarios 2010 sowie abgeleitete spezifische Werte | 8 |
| Tabelle 2-3: | Die wichtigsten energetischen Kenngrößen des Basisszenarios 2010 A | 15 |
| Tabelle 2-4: | Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in verschiedenen Energiepreispfaden, [in € ₂₀₀₇ /GJ]; Werte 2007 bis 2009 nach BMWi-Angaben (Mai 2010) | 19 |
| Tabelle 2-5: | Entwicklung technisch-ökonomischer Kenngrößen für erneuerbare Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang) | 25 |
| Tabelle 2-6: | Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für die konventionelle Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang)..... | 27 |
| Tabelle 2-7: | Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für Kurzzeitspeicher (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang) | 29 |
| Tabelle 2-8: | Übersicht über die charakterisierten Referenzsysteme zur Wärmeerzeugung | 30 |

| | | |
|---------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabelle 2-9: | Technisch-ökonomische Kenndaten für Anlagen zur fossilen und regenerativen Wärmeerzeugung für Neuanlagen, hier exemplarisch für Anlagen für kleine Wohngebäude | 33 |
| Tabelle 3-1: | Eckdaten des Basisszenarios 2010 A, speziell Beiträge und Anteile der EE | 40 |
| Tabelle 3-2: | Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A nach Energiearten (näherungsweise tatsächliche Jahresenergiemenge) | 47 |
| Tabelle 3-3: | Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A (Leistungen zum jeweiligen Jahresende) | 48 |
| Tabelle 3-4: | Fossile Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Struktur der KWK im Basisszenario 2010 A..... | 51 |
| Tabelle 3-5: | Leistung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie in der gesamten KWK im Basisszenario 2010 A..... | 53 |
| Tabelle 3-6: | Kraftwerksbestand in 2005, 2009 und 2020; Stilllegungen und Zubau von Kraftwerken zwischen 2010 und 2020 im Basisszenario 2010 A und im Basisszenario 2010 C mit um 8 bis 14 Jahre verlängerter Laufzeit von Kernkraftwerken..... | 57 |
| Tabelle 3-7: | Eckdaten des Basisszenarios 2010 C, speziell Beiträge und Anteile der EE | 58 |
| Tabelle 3-8: | Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A | 62 |
| Tabelle 3-9: | Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr und resultierender Endenergieverbrauch (PJ/a) im Basisszenario 2010 A..... | 65 |
| Tabelle 3-10: | Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien im Basisszenario 2010 A und Einsatz von EE-Strom | 66 |
| Tabelle 3-11: | Eckdaten des Basisszenarios 2010 B, speziell Beiträge der EE..... | 68 |
| Tabelle 3-12: | Höhe und Struktur der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (Jahr 2050) in verschiedenen Untersuchungen (in PJ/a) | 71 |
| Tabelle 4-1: | Vergleich der wichtigsten Eckdaten verschiedener Wasserelektrolyseure | 75 |
| Tabelle 4-2: | Eckdaten des Szenarios B 100%-S/H ₂ , speziell EE-Beiträge und -Anteile..... | 81 |
| Tabelle 4-3: | Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Szenario B 100%-S/H ₂ nach Energiearten (näherungsweise tatsächliche Jahresenergiemenge) | 82 |
| Tabelle 4-4: | Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Szenario B 100%-S/H ₂ (Leistung am Jahresende)..... | 82 |
| Tabelle 4-5: | Jährlich zu installierende Leistung der EE-Stromerzeugung im Szenario B-100%-S/H ₂ *) | 84 |
| Tabelle 4-6: | Fossiler Energiebedarf in 2050 und seine mögliche Deckung durch weitere EE | 85 |
| Tabelle 5-1: | Bedarf an konventionellen Kondensationskraftwerken in der Bandbreite der Ausgleichsoptionen | 103 |
| Tabelle 5-2: | Bilanzierung der Beiträge zur gesicherten Leistung zur Deckung der Jahreshöchstlast für das Basisszenario 2010 A im Jahr 2020 in GW..... | 108 |

| | | |
|---------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabelle 5-3: | Strommengen und Erzeugungs-/Speicherleistung in einem europäisch-nordafrikanischen Verbund im Basisszenario 2010 A, Szenariojahr 2050 | 110 |
| Tabelle 5-4: | Stromübertragungsleistungen zwischen den 10 Regionen in EUNA in GW im Basisszenario 2010 A, Szenariojahr 2050..... | 112 |
| Tabelle 5-5: | Strommengen in TWh und Erzeugungsleistung in GW in einem europäisch-nordafrikanischen Verbund im Szenario B-100 %-S/H2 für das Jahr 2050 | 113 |
| Tabelle 5-6: | Stromübertragungsleistungen zwischen den 10 Regionen in EUNA in GW im Szenario B-100-S/H2 im Jahr 2050 | 115 |
| Tabelle 6-1: | Bandbreite anlegbarer Strompreise auf der Basis von Vollkosten der fossilen Stromerzeugung zwischen den Extremfällen „ Real konstanter Preis“ (Pfad D) und „Ökologisch korrekter Preis“ (Pfad E)..... | 138 |
| Tabelle 6-2: | Anlegbare Stromgroßhandelspreise zur Ermittlung der EEG-Differenzkosten | 141 |
| Tabelle 6-3: | Durchschnittlicher Wert des EEG-Stroms im Stromgroßhandel..... | 141 |
| Tabelle 6-4: | Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Basisszenario 2010 A (ohne Fotovoltaik) für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. € ₂₀₀₉) | 146 |
| Tabelle 6-5: | Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus gemäß Basisszenario 2010 A für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. € ₂₀₀₉)..... | 147 |
| Tabelle 6-6: | Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Basisszenario 2010 für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. € ₂₀₀₉)..... | 150 |
| Tabelle 6-7: | Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus gemäß Basisszenario 2010 für fünf unterschiedliche Pfade der anlegbaren Energiepreise (Mrd. € ₂₀₀₉)..... | 153 |
| Tabelle 6-8: | Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreispfad A: <i>Deutlich</i>) | 157 |
| Tabelle 6-9: | Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreispfad B: <i>Mäßig</i>) | 157 |
| Tabelle 6-10: | Vermiedene Importkosten durch erneuerbare Energien (Mio. € ₂₀₀₉ /a) im Basisszenario 2010 A im Vergleich zum „eingefrorenen“ EE-Ausbauzustand im Jahr 1995 | 159 |
| Tabelle 7-1: | EE-Anteile der Szenarien am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch im Vergleich zu den Zielwerten des Energiekonzepts | 163 |
| Tabelle 7-2: | Stromgestehungskosten von EE und fossilen Kraftwerken und resultierende erweiterte EEG-Umlage für den EE-Ausbau im Basisszenario 2010 A (in € ₂₀₀₉ /MWh bzw. ct ₂₀₀₉ /kWh, Diskontsatz 6%/a) und Vergleich mit den Angaben der Szenarien für das Energiekonzept auf der Basis von Großhandelspreisen | 167 |

1 Einleitung

Die Emissionen an Treibhausgasen (CO_2 , Methan, Lachgas u. a.) in Deutschland müssen bis 2050 um 80% bis 90% gegenüber dem Wert von 1990 gesenkt werden, für die energiebedingten CO_2 -Emissionen allein liegt der zu erreichende Wert bei 85% bis 95%. Dieses Ziel ist der notwendige Beitrag der Industriestaaten, wenn die weltweiten Treibhausgasemissionen bis zu diesem Zeitpunkt etwa halbiert werden sollen. Bis zum Ende des Jahrhunderts sollten die Energieversorgung und die wichtigsten Industrieprozesse praktisch ohne Treibhausgasemissionen ablaufen; spätestens ab 2020 müssen die globalen Emissionen insgesamt sinken. Nur dann besteht die Chance, die CO_2 -Konzentration in der Atmosphäre auf 450 ppm zu begrenzen und somit eine Erhöhung der mittleren globalen Temperatur um mehr als 2 Grad gegenüber der vorindustriellen Zeit zu verhindern. So lauten die aktuellsten Erkenntnisse der internationalen Klimaforschung, wie sie kurz vor der Konferenz in Kopenhagen zusammengestellt wurden [COP 2009].

Seit etwa einem Jahrzehnt steht diese klimapolitische Zielsetzung in immer deutlicherer Ausprägung auch auf der politischen Agenda der EU und Deutschlands. Im Januar 2008 hat sich die EU dazu mit dem „EU Climate and Energy Package“ konkrete Zwischenziele für das Jahr 2020 gesetzt. Kernpunkte dieses Pakets sind die 20-20-20 Ziele für das Jahr 2020: Die CO_2 -Emissionen sollen gegenüber 1990 um 20% reduziert werden, der Primärenergieverbrauch soll sich gegenüber einer Trendentwicklung um 20% verringern und die erneuerbaren Energien (EE) sollen bis dahin einen Anteil von 20% am Bruttoendenergieverbrauch erreicht haben. Die nationalen Ziele sind in diesen Rahmen eingebettet und wurden zuletzt beim nationalen „Energiegipfel“ in Meseberg (August 2007) im „Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP)“ zusammengefasst. Sie sind auch in der Koalitionsvereinbarung der jetzigen Bundesregierung enthalten. Ende August 2010 wurden im Rahmen des Energiekonzepts 2010 der Bundesregierung Szenarien veröffentlicht, welche die Wege zur Umsetzung dieser Ziele unter der Annahme unterschiedlich langer Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke aufzeigen [EWI 2010].

Strategien zu erarbeiten, die aufzeigen, wie insbesondere das langfristige Klimaschutzziel 2050 in Deutschland erreicht werden kann, ist auch das oberste Ziel von Studien, die seit gut einem Jahrzehnt vom DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung mit wechselnden Projektpartnern für das BMU und das UBA durchgeführt werden. Mit den Untersuchungen [UBA 2000; UBA 2002; BMU 2004; BMU 2005a] wurden die Grundlagen für die Erarbeitung von Leitszenarien geschaffen, die – neben anderen Untersuchungen – als Grundlage für die Arbeit des BMU im Bereich der EE und für die Formulierung von energiepolitischen Instrumenten dienen. Ein erstes Leitszenario wurde im Februar 2007 („Leitstudie 2007“ [BMU 2007]) vorgestellt. Im Oktober 2008 folgte das Leitszenario 2008 [BMU 2008a].

Auf der Basis differenzierter Potenzialabschätzungen, die technische, strukturelle und ökologische Kriterien berücksichtigen, und detaillierten Technik- und Kostenanalysen zu den Einzeltechnologien der EE entstanden verschiedene Szenarien ihres möglichen Ausbaus in Wechselwirkung mit den übrigen Teilen der Energieversorgung in Deutschland. Die Zielsetzung dieser Szenarien war und ist es, einen belastbaren, „realistischen“ Orientierungsrahmen für die zukünftige Bedeutung der EE innerhalb des Gesamtkonzepts eines weitgehenden Umbaus der Energieversorgung zu schaffen. Unter „realistisch“ ist dabei ein Ausbau der

EE zu verstehen, der unter Beachtung bestehender energiepolitischer Handlungsmöglichkeiten und Instrumente, der vorhandenen strukturellen Hemmnisse und der unvermeidlichen Reibungsverluste unter den zahlreichen Akteuren anspruchsvolle, jedoch nicht unrealistisch ehrgeizige Zubaupfade für diese Techniken darstellt. Dieses für alle Szenarien verfolgte Prinzip hatte u. a. zur Folge, dass verschiedene Ausbauvorschläge der Leitszenarien in energiepolitische Handlungsprogramme und Zielsetzungen der Bundesregierung übernommen wurden.

Die Arbeiten im BMU-Vorhaben „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung“ führen diese Arbeiten seit Februar 2009 weiter. Der hier vorliegende Bericht ist nach dem „Leitszenario 2009“ [BMU 2009a] und dem Bericht über die EEG-Wirkungen bis 2030 [BMU 2010a] der dritte Bericht im Rahmen des o. g. Vorhabens, das im Zeitraum 2009 bis 2011 bearbeitet wird.

Die früheren Arbeiten zielten im Wesentlichen darauf, ein in sich konsistentes Mengengerüst des EE-Ausbaus und der restlichen Energieversorgung darzustellen und daraus strukturelle und ökonomische Wirkungen dieses Ausbaus abzuleiten und zu diskutieren. Das letzte Szenario dieser Art ist das im Oktober 2009 veröffentlichte „Leitszenario 2009“ [BMU 2009a]. In der Fortführung dieses Vorhabens erfolgt nun eine wesentlich intensivere Durchdringung der Struktur der zukünftigen Energieversorgung mit dem Schwerpunkt auf der Stromversorgung.

Anders als ihre Vorläuferinnen stützt sich die jetzt vorgelegte „Leitstudie 2010“ nicht mehr auf ein einzelnes Leitszenario, sondern zeigt in drei sog. Basisszenarien (BSZ) unterschiedliche Entwicklungspfade auf. BSZ A und B unterscheiden sich dabei im Ausbau der E-Mobilität (33% bzw. 66% bis 2050). Mit dem BSZ C wird daneben nur wenige Monate nach Veröffentlichung des Energiekonzepts der Bundesregierung ein Szenario vorgelegt, das die dort vereinbarte Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke berücksichtigt. Da die Modellierungsarbeiten im Projekt bereits 2009 begannen, reflektieren die BSZ A und B noch die seinerzeit geltende Rechtslage (Kernenergieausstieg); sie sind im Bericht deshalb deutlich ausführlicher dargestellt als BSZ C, für dessen Berechnung nur wenige Wochen zur Verfügung standen. Im weiteren Projektverlauf wird dieses Szenario Grundlage für die weiteren Analysen sein.

In allen drei Basisszenarien ist der Ausbau der EE in absoluten Zahlen jeweils etwa gleich hoch. Ein erste Variante der Leitstudie war im Frühjahr/Sommer Grundlage des Nationalen Aktionsplans zum EE-Ausbau bis 2020, den die Bundesregierung im Sommer 2010 der EU-Kommission übermittelte. Der dort gemeldete Ausbaupfad findet sich in dem jetzt vorgelegten Bericht im Wesentlichen wieder, allerdings insbes. in den Bereichen „Strom aus Biomasse“ und „PV“ auf Grundlage aktueller Entwicklungen und Erkenntnisse etwas modifiziert.

Für die Leitstudie 2010 haben die Projektpartner DLR Stuttgart und Fraunhofer-IWES Kassel erstmals mittels geeigneter Modelle (REMIX (DLR) und SimEE (IWES)) eine vollständige dynamische und teilweise räumlich aufgegliederte Simulation der Stromversorgung durchgeführt. Außerdem wird der Untersuchungsraum für diese Simulation auf ganz Europa (einschließlich einiger nordafrikanischer Länder) ausgedehnt, um die Wechselwirkungen eines nationalen Umbaus der Energieversorgung mit der Entwicklung in Nachbarregionen erfassen zu können. Damit lassen sich die Erzeugungscharakteristiken der EE-Stromerzeugung abbilden und Rückschlüsse auf die notwendigen Maßnahmen im „konventionellen“ Teil der

Stromversorgung hinsichtlich Reservekapazitäten, Regelungs- und Speicheraufwand sowie zum notwendigen supranationalen und nationalen Netzausbau ziehen. Auch die ökonomischen Rückwirkungen infolge einer anderen Kraftwerksstruktur (längerfristig wenig bis keine Grundlast; geringere Auslastung fossiler Kraftwerke u. a.) lassen sich damit präziser bestimmen. Diese vertiefte Analyse ist erforderlich, wenn die Wirkungen deutlich wachsender EE-Anteile an der Energieversorgung angemessen beschrieben werden sollen. Sie ist insbesondere unverzichtbar, um einen Übergang zu einer „100%-Versorgung“ mit EE in Teilbereichen oder für die gesamte Energieversorgung zu charakterisieren. Ergänzt werden die Arbeiten durch spezifische Analysen des IfnE Teltow zu den ökonomischen Wirkungen des EEG.

Der vorliegende Bericht ist nach dem „Leitszenario 2009“ [BMU 2009a] und dem Bericht über die EEG-Wirkungen bis 2030 [BMU 2010a] der dritte Bericht im Rahmen des o. g. Vorhabens, das im Zeitraum 2009 bis 2011 bearbeitet wird.

Dr. Wolfram Krewitt, Leiter der Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“ des DLR war der wesentliche Initiator und Leiter dieses Vorhabens. Er verstarb am 8. Oktober 2009 völlig unerwartet im Alter von nur 47 Jahren. Mit ihm haben wir einen großartigen Menschen, einen liebenswerten Kollegen und einen weltweit anerkannten Wissenschaftler verloren. Die Weiterführung der Arbeiten in diesem Vorhaben geschieht in seinem Sinne.

Joachim Nitsch, Thomas Pregger, Michael Sterner

Dezember 2010

2 Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien

2.1 Politische Rahmenbedingungen und Zielsetzungen

Nach dem unbefriedigenden Ausgang der Verhandlungen bei der Klimakonferenz in Kopenhagen im Dezember 2009 hat der Prozess einer fortwährenden Ausweitung und Verstärkung von Klimaschutzbemühungen einen empfindlichen Rückschlag erlitten. Trotzdem bleibt Klimaschutz die weltweit herausragende umweltpolitische Herausforderung für die nächsten Jahrzehnte; Art und Intensität der globalen Klimapolitik werden also weiterhin einen großen Einfluss auf die Entwicklung der internationalen Energiepolitik und die Energiemärkte haben. Unterstellt man in absehbarer Zeit zumindest geringfügige weitere Fortschritte bei den notwendigen weltweiten Klimaschutzbemühungen, so wird dies tendenziell zu einer Verteuerung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe führen. Mit der Ölkatastrophe im Golf von Mexiko ist zudem zum wiederholten Male klar geworden, wie verletzlich und riskant unsere derzeitige fossil basierte Energieversorgung ist. Es hat sich gezeigt, dass sich die enormen Risiken dieser Art von Energienutzung völlig unzulänglich in dem heutigen Preisgefüge für Energie wiederfinden und damit die Energiemärkte falsche Signale erhalten. Die Notwendigkeit, dies zu korrigieren, wird ebenfalls eine kostensteigernde Wirkung haben. Auch das weiter anhaltende wirtschaftliche Wachstum vieler Schwellenländer und die knapper werdenden fossilen Energieressourcen werden weitere stetige Preisanstiege bewirken.

Es ist vor diesem Hintergrund nicht verwunderlich, dass in praktisch allen energiepolitischen Programmen Zielsetzungen sichtbar sind, welche die Abkehr von der heutigen fossil basierten Energieversorgung in den nächsten Jahrzehnten ermöglichen sollen. Diese generelle Zielsetzung ist wenig umstritten. Tendenziell wird von einer Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien bei gleichzeitig verstärkten Bemühungen für eine effizientere Energienutzung ausgegangen. Weniger eindeutig sind die Vorstellungen über den Beitrag der Kernenergie und/oder von Techniken der Rückhaltung von CO₂. Auch über die Intensität des Umsteuerns und die letztlich anzustrebende Struktur einer CO₂-ärmeren bzw. CO₂-neutralen Energieversorgung gibt es vielfältige, häufig sich sogar widersprechende Vorstellungen. Dies spiegelt sich auch in den klima- und energiepolitischen Programmen von Staaten und Staatengruppen wider.

Konzentriert man sich auf die Klimapolitik der Europäischen Union, so ist als wichtigstes Instrument das europäische Emissionshandelssystem (ETS) zu nennen. Bis 2020 sollen in den betroffenen Sektoren die CO₂-Emissionen um 21% gegenüber 2005 gesenkt werden. Ab 2013 werden die Emissionsrechte für die Stromerzeuger vollständig versteigert, für die betroffene Industrie wird der Anteil der zu versteigernden Emissionsrechte sukzessive bis 2020 auf 70% gesteigert. Auch der Flugverkehr wird ab 2012 einbezogen. Für die Zeit nach 2020 soll das ETS beibehalten und weiter ausgebaut werden. Langfristig soll das ETS in einem weltweiten Emissionshandelssystem aufgehen. Auch Sektoren, die nicht dem ETS angehören, sollen ihre Emissionen bis 2020 EU-weit um 10% gegenüber 2005 senken, wobei die Minderungen von Land zu Land unterschiedlich sind und für einige Länder auch noch Emissionssteigerungen möglich sind.

Im Zusammenhang mit den angestrebten Emissionsminderungen soll der Primärenergieverbrauch (PEV) bis 2020 um 20% gegenüber einer Referenzentwicklung sinken, wobei vor

allein die Effizienz im Verkehr, bei Gebäuden und bei Geräten gesteigert werden soll. Seit 2006 gibt es dazu eine EU-Richtlinie, die mittels nationaler Instrumente umgesetzt werden soll. Dasselbe gilt für den angestrebten EE-Anteil von 20% am Bruttoendenergieverbrauch im europäischen Mittel bis 2020. Auch hier hängt es von der Qualität nationaler Instrumente ab, ob die angestrebten Anteile (für Deutschland 18%) zeitgerecht erreicht werden.

Die deutsche Klimaschutz- und Energiepolitik bis 2020 ist derzeit im Wesentlichen im Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) formuliert [IEKP 2007]. Dessen Umsetzung wurde auch in der Koalitionsvereinbarung der jetzigen Regierung vom Oktober 2009 bekräftigt [CDU/CSU/FDP 2009]. Es enthält neben einem Emissionsminderungsziel von 40% (für 2020 gegenüber 1990, wenn das EU-weite Reduktionsziel 30% beträgt), Unterziele für den Ausbau der EE im Strombereich von „mindestens“ 30%, im Wärmebereich von 14% und insgesamt, entsprechend dem EU-Ziel für Deutschland, von 18%. Weiterhin wird eine Verdopplung der Energieproduktivität (als Verhältnis des Bruttoinlandsprodukts (BIP) zum Primärenergieverbrauch (PEV)) gegenüber 1990 angestrebt; bis 2016 soll der Einsparrichtwert der EU von 9% Endenergie gegenüber 2008 erreicht werden. Daneben gibt es noch Richtwerte für die zu erreichende Treibhausgasreduzierung mittels Biokraftstoffen im Verkehr von 7% und für eine Verdopplung des Anteils von KWK-Strom auf ca. 25%. Im IEKP wurden dazu 29 Maßnahmen beschlossen, von denen der größte Teil bereits rechtskräftig ist.

Im Koalitionsvertrag wird weiterhin das Reduktionsziel von „*mindestens 80%*“ für die Treibhausgasemissionen bis 2050 bekräftigt und damit begründet, dass Deutschland seine Vorreiterrolle beim Klimaschutz beibehalten will. Das Ziel der Energiepolitik der gegenwärtigen Regierung ist es auch „*dass die erneuerbaren Energien den Hauptanteil an der Energieversorgung übernehmen. Auf diesem Weg werden in einem dynamischen Energiemix die konventionellen Energieträger kontinuierlich durch alternative Energien ersetzt.*“ (CDU/CSU/FDP 2009; S. 27/132). Im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.9.2010 wurde dieses Ziel erneut aufgegriffen und bekräftigt, allerdings wurde auch „*die Kernenergie als Brückentechnologie auf dem Weg dorthin*“ bezeichnet [E-Konzept 2010; S. 3/4]. Darüber hinaus wurden im Energiekonzept klare Zielvorgaben für die einzuschlagende Klimaschutzstrategie vorgegeben. Für 2050 wird für die Minderung der Treibhausgasemissionen ein Zielkorridor von minus 80% bis 95% genannt, für den Anteil von EE am Bruttoendenergieverbrauch ein Wert von 60% und für den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 80%. Parallel dazu sind auch die Effizienzziele konkretisiert worden. Der Primärenergieverbrauch soll bis 2050 gegenüber 2008 um 50% reduziert werden, der Stromverbrauch um 25%. Weiterhin soll die energetische Sanierungsrate von Gebäuden von 1% auf 2% verdoppelt werden, der Endenergieverbrauch im Verkehr soll um rund 40% gegenüber 2005 zurückgehen. Auch für die Zeitpunkte 2020 und 2030 sind Zwischenziele formuliert worden, [E-Konzept 2010; S. 5]. Damit liegt von Seiten der Bundesregierung ein relativ präziser Fahrplan für den Umbau der Energieversorgung bis 2050 vor, der sich überwiegend auf die Säulen „Steigende Energieeffizienz“ und „Ausbau der Erneuerbaren Energien“ stützt. Ergänzend kommen die Laufzeitverlängerung (LZV) der Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre und die Unterstützung und weitere Förderung der CCS-Technik für Kraftwerke und energieintensive Industrieanlagen hinzu.

Die Arbeiten in dieser Untersuchung, wie bereits diejenigen in den Vorgängerstudien, gehen ebenfalls davon aus, dass das übergeordnete Klimaschutzziel und die daraus resultierenden notwendigen Veränderungen der Energieversorgungsstrukturen durch weitere Verbesserung der energiepolitischen Instrumente und Rahmenbedingungen schrittweise und zeitgerecht erreicht wird. Deshalb zeigen die vorgestellten Szenarien in dieser Untersuchung Wege auf,

wie die im Energiekonzept erläuterte Klimaschutzstrategie schrittweise umgesetzt werden kann. Sie erweitern somit auch das Szenarienspektrum, welches für das Energiekonzept erstellt wurde [EWI 2010]. Als zielorientierte Szenarien zeigen sie auf, wie die bis 2050 angestrebte Treibhausgasreduktion erbracht werden kann und setzen dabei auf EE als längerfristig wichtigste Energiequelle. Aus einer zeitgerechten Umsetzung des „80%-Ziels“ lässt sich ableiten, wie unter Beachtung der wesentlichen strukturellen Randbedingungen des Energieversorgungssystems in Wechselwirkung mit einer gesteigerten Energieeffizienz der Ausbaupfad der EE in den einzelnen Sektoren gestaltet und wie dabei die bisherige Energiestruktur verändert werden muss. Da der Zeitraum bis 2050 zu betrachten ist, ist es notwendig, die vorhandenen strukturellen und technologischen Freiheitsgrade durch eine ausreichende Anzahl unterschiedlicher Szenariovarianten abzubilden, da ein einzelnes Szenario nicht für sich in Anspruch nehmen kann, die eindeutig „beste“ Strategie für eine 40-jährige Weiterentwicklung der Energieversorgung abbilden zu können. Die hier ausgewählten Szenarien werden in Abschnitt 2.3 erläutert

Wie bereits die früheren Leitszenarien gezeigt haben, lassen sich jedoch grundsätzlich verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung definieren, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen. Im kommenden Jahrzehnt wird sich entscheiden, ob das Fenster in eine nachhaltige Energieversorgung rechtzeitig geöffnet werden kann und der notwendige Umbau die erforderliche Dynamik erhält. In diesem Zeitabschnitt wird der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Energiebereitstellung aus EE noch einer Unterstützung durch die Klima- und Energiepolitik mittels wirksamer Instrumente bedürfen. Bis dahin muss auch der Einstieg in eine erfolgreiche Effizienzstrategie stattgefunden haben. Gelingt bis dahin die Etablierung selbsttragender und stabiler Inlandsmärkte in einer größeren Anzahl von Ländern und der erfolgreiche Ausbau eines globalen Markts für EE, so kann nach 2020 ihr weiterer Ausbau Erfolg versprechend weitergeführt werden. Dieser dürfte dann bei der absehbaren Preisentwicklung fossiler Energien und bei einer Intensivierung globaler Klimaschutzstrategien, die sich u. a. in angemessen hohen CO₂-Preisen niederschlagen muss, weitgehend ohne spezifische Förderinstrumente auskommen. Die große Aufgabe des darauf folgenden Jahrzehnts wird der sehr weitgehende Um- und Ausbau der Infrastrukturen der Energieversorgung im Strom- und im Wärmesektor sein. Ohne eine rechtzeitige und umfassende Anpassung der Infrastrukturen an die physikalischen Gegebenheiten erneuerbarer Energiequellen werden deren große Angebotspotenziale nur unzulänglich oder zu aufwändig genutzt werden können.

Angesichts der Notwendigkeit, den Anstieg der globalen Treibhausgasemissionen bis 2020 umzukehren, ist ersichtlich, dass die Zeit drängt. Je später ernsthafte Effizienzsteigerungen einsetzen, je verhaltener der weitere Ausbau erneuerbarer Energien verläuft und je zögerlicher der notwendige Umbau der Energieinfrastrukturen angegangen wird, desto schwieriger und aufwändiger wird im weiteren Verlauf das Erreichen der Klimaschutzziele.

2.2 Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Annahmen

Die Höhe und die Struktur des Energieverbrauchs eines Landes werden größtenteils durch die Entwicklung der Bevölkerung, der Größe und Ausstattung der Wohnungen bzw. Haushalte, des Verkehrsaufkommens und der Ausstattung mit Fahrzeugen sowie letztlich durch die Höhe des Bruttoinlandprodukts bestimmt. Darüber hinaus spielt die Entwicklung der Energiepreise eine wesentliche Rolle. Am Beispiel der Entwicklung des Bruttoinlandprodukts lässt sich zeigen, dass die Vorgaben wesentlicher, den Energiebedarf bestimmender Größen keineswegs eindeutig sind. Besonders stark von aktuellen Geschehnissen und kurzfristigen Eindrücken geprägt ist das angenommene Wirtschaftswachstum einer Volkswirtschaft. So wurde in nahezu allen Untersuchungen bis 2008 von einem weiteren stetigen Wirtschaftswachstum in Deutschland bis 2020 von (inflationsbereinigt) rund 1,5%/a ausgegangen (Tabelle 2-1, oberer Teil und Referenzen dort). Zwischen 2020 und 2030 betrug es noch 1,3%/a und zwischen 2030 und 2050 verringerte es sich auf rund 1%/a. Das führte zu einem ca. 1,7-fachen Wirtschaftsvolumen im Jahr 2050 gegenüber 2008 (in realen Preisen).

Der durch die Finanz- und Wirtschaftskrise des Jahres 2009 erfolgte Einbruch des globalen Wirtschaftswachstums hat zu einer deutlich anderen Einschätzung geführt, die auch langfristig nachwirkt. Jetzt belaufen sich die mittelfristigen Wachstumserwartungen bis 2020, gemessen ab 2008, auf nur noch 0,6%/a (ab dem Tiefpunkt 2009 mit 2161 Mrd. €₂₀₀₀ auf 1,1%/a, siehe Tabelle 2-1, unterer Teil). Auch zwischen 2020 und 2030 und zwischen 2030 und 2050 verläuft das Wachstum mit 0,8%/a bzw. 0,9%/a geringer als früher angenommen. Mit rund 3100 Mrd. €₂₀₀₀ soll jetzt im Jahr 2050 „nur“ noch die 1,4-fache Wirtschaftsleistung des Jahres 2008 erbracht werden, was mit einer absoluten Differenz von 500 bis 700 Mrd. €₂₀₀₀ einen erheblichen Unterschied gegenüber früheren Annahmen darstellt.

Tabelle 2-1: Annahmen zum Wachstum des deutschen Bruttoinlandprodukts in Energiestudien der letzten Jahre bis 2030 bzw. bis 2050 (in Mrd. €₂₀₀₀)

| | 2008 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Energiereport IV, 2005 | 2274 | 2390 | | 2638 | | 2990 | | |
| Energiegipfel 2007 | 2274 | 2335 | 2540 | 2763 | | | | |
| Politiksznarien IV; 2008 | 2274 | | | 2669 | | 3029 | | |
| Leitszenarien 2008 | 2274 | 2335 | 2540 | 2763 | 2960 | 3130 | 3420 | 3600 |
| Politiksznarien V; 2009 | 2274 | 2290 | | 2779 | | 3208 | | |
| Energiezukunft 2050 (FfE), 2009 | 2274 | | | 2720 | | 3150 | | 4000 |
| Energieprognose 2009 | 2274 | 2160 | 2394 | 2526 | 2660 | 2784 | | |
| WWF: "Modell Deutschland", 2009 | 2274 | | | 2457 | | 2598 | 2743 | 2981 |
| Energiekonzept 2010 | 2274 | 2185 | 2327 | 2437 | 2533 | 2632 | 2868 | 3158 |
| Basisszenarien 2010 | 2274 | 2185 | 2327 | 2437 | 2533 | 2632 | 2868 | 3158 |

Derartige Unterschiede können beträchtlichen Einfluss auf die Höhe des zukünftigen Energieverbrauchs haben. Geht man von einer unveränderten Wirkung der eingesetzten Instrumente aus, z. B. hinsichtlich der Steigerung der Energieproduktivität, so müsste angesichts der jüngsten vorsichtigeren Prognosen der Wirtschaftsentwicklung der erwartete Energieverbrauch bis 2050 deutlich geringer sein. Damit könnten die Emissionsreduktionen höher ausfallen, auch die EE-Anteile erreichen dann rechnerisch höhere Werte. Hält man jedoch

die zuvor festgelegten Emissions-Reduktionsziele für ausreichend, so kann man auch von einer Verringerung der Instrumentenwirkung ausgehen und sich beispielsweise mit einer geringeren Steigerung der Energieproduktivität zufrieden geben. In der Praxis werden bei der Szenarienerstellung in der Regel beide Vorgehensweisen gemischt auftreten, so dass Unterschiede in den Ergebnissen der verschiedenen Studien (Tabelle 2-1) weniger stark ausfallen. Mit ökonomischen Modellen errechnete Rückwirkungen einer bestimmten Art von Energieversorgung auf das zukünftige Wirtschaftswachstum sind i. allg. deutlich geringer als die in der Tabelle auftretenden Unterschiede in den Annahmen zum Wirtschaftswachstum.

Demografische und strukturelle Ausgangsgrößen zeigen im Gegensatz zur Wirtschaftsentwicklung eine geringere Abhängigkeit von aktuellen Geschehnissen. Ihre Entwicklungstendenzen sind nur längerfristig (Demografie) bis mittelfristig (Strukturveränderungen) veränderbar und unterscheiden sich daher in den einschlägigen Untersuchungen zumindest im mittelfristigen Zeitraum weniger stark.

In diesem Vorhaben werden zu wirtschaftlichen und demografischen Rahmendaten keine eigenen Untersuchungen angestellt. Um die Vergleichbarkeit mit aktuellen Überlegungen zur zukünftigen Energieversorgung sicher zu stellen, werden hier die demografischen, ökonomischen und strukturellen Eckdaten verwendet, die auch für die Energieszenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung (Stand 13.4.2010) festgelegt wurden. Die wesentlichen für die Basisszenarien verwendeten Eckdaten sind in Tabelle 2-2 zusammengestellt:

Tabelle 2-2: Demografische, strukturelle und ökonomische Eckdaten des Basisszenarios 2010 sowie abgeleitete spezifische Werte

| | 2005 | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|--------------|-------|-------|--------------|-------|-------|-------|--------------|
| Bevölkerung (Mio) | 82,5 | 82,1 | 81,8 | 81,6 | 80,9 | 80,5 | 79,9 | 79,1 | 75,5 | 73,8 |
| Erwerbstätige (Mio) | 38,8 | 40,3 | 40,2 | 39,0 | 39,3 | 38,6 | 37,5 | 36,2 | 34,3 | 32,8 |
| Priv. Haushalte (Mio) | 39,2 | 40,1 | 40,0 | 39,9 | 40,3 | 40,7 | 40,9 | 41,0 | 40,5 | 39,7 |
| Wohnungen (Mio) | 39,6 | 40,1 | 40,2 | 40,3 | 41,0 | 41,7 | 41,7 | 41,5 | 40,7 | 39,9 |
| Wohnfläche (Mio m²) | 3350 | 3448 | 3460 | 3480 | 3570 | 3640 | 3700 | 3680 | 3650 | 3600 |
| Beheizte Nutzfläche (Mio m²) | 1480 | 1510 | 1512 | 1518 | 1530 | 1540 | 1530 | 1520 | 1470 | 1430 |
| BIP real (Mrd. EUR, 2000) | 2125 | 2274 | 2161 | 2187 | 2327 | 2437 | 2533 | 2632 | 2868 | 3158 |
| Anzahl PKW (Mio) | 46,1 | 46,6 | 46,6 | 46,8 | 47,1 | 47,4 | 47,5 | 47,5 | 47,0 | 46,0 |
| Personenverkehr (Mrd Pkm) | 1084 | 1101 | 1090 | 1085 | 1100 | 1110 | 1107 | 1105 | 1058 | 1010 |
| Güterverkehr (Mrd. tkm) *) | 563 | 653 | 635 | 645 | 715 | 775 | 830 | 870 | 930 | 912 |
| Spezifische Werte | | | | | | | | | | |
| Pers./Haushalt | 2,10 | 2,05 | 2,05 | 2,05 | 2,01 | 1,98 | 1,95 | 1,93 | 1,86 | 1,86 |
| Wohnfl./Kopf (m²) | 40,61 | 42,00 | 42,30 | 42,63 | 44,11 | 45,23 | 46,28 | 46,51 | 48,38 | 48,79 |
| Wohnfl./Wohn. (m²) | 84,60 | 85,99 | 86,07 | 86,27 | 87,07 | 87,29 | 88,73 | 88,67 | 89,68 | 90,23 |
| PKW/Haushalt | 1,18 | 1,16 | 1,17 | 1,17 | 1,17 | 1,16 | 1,16 | 1,16 | 1,16 | 1,16 |
| Nutzfl./Beschäft. (m²) | 38,14 | 37,47 | 37,61 | 38,88 | 38,93 | 39,87 | 40,85 | 41,97 | 42,91 | 43,64 |
| BIP/Kopf (EUR, 2000) | 25758 | 27698 | 26418 | 26788 | 28753 | 30285 | 31686 | 33266 | 38012 | 42803 |
| Pers. verkehr/Kopf (Pkm) | 13139 | 13410 | 13325 | 13290 | 13592 | 13794 | 13848 | 13966 | 14023 | 13689 |
| Güterverkehr/Kopf. (tkm) | 6824 | 7954 | 7763 | 7901 | 8835 | 9631 | 10383 | 10996 | 12326 | 12361 |
| 2005, 2008 und teilweise 2009 nach BMWI 2010; weitere Werte 2009 vorläufige Angaben *) ohne Rohrleitungen ab 2010 nach Annahmen zu den Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung (Stand 13.4.2010) Verkehrsleistung Güterverkehr 2040 und 2050 eigene Annahmen | | | | | | | | | | |

Basis 10/Eckdat; 15.9.10

Die Bevölkerung Deutschlands geht zwischen 2005 und 2030 um 4% und bis 2050 um 10% zurück, während die den Energiebedarf bestimmenden Größen (wie die Personenverkehrs-

leistung, die Wohnfläche und die Nutzfläche im Sektor GHD) teilweise noch gering wachsen oder annähernd konstant bleiben. Sehr deutlich soll dagegen die Verkehrsleistung im Güterverkehr wachsen. Selbst in der hier langfristig gegenüber den Angaben für die Szenarien des Energiekonzepts abgemilderten Entwicklung (dort 1040 Mrd. tkm in 2050) steigt die spezifische Transportleistung von derzeit 7340 noch auf 12360 tkm/Kopf in 2050. Auch alle anderen spezifischen Größen steigen noch, wenn auch weniger deutlich. Es wird klar, dass damit an die Steigerung der Energieproduktivität hohe Anforderungen gestellt werden müssen, wenn es zu deutlichen absoluten Energieverbrauchssenkungen kommen soll.

2.3 Festlegung der zu untersuchenden Szenarienvarianten

Während die früheren Leitszenarien im Wesentlichen darauf zielten, ein in sich konsistentes Mengengerüst des EE-Ausbaus und der restlichen Energieversorgung darzustellen und daraus die strukturellen und ökonomischen Wirkungen dieses Ausbaus abzuleiten und zu diskutieren, erfolgt in diesem Vorhaben, beginnend mit den „**Basisszenarien 2010**“ eine wesentlich intensivere Durchdringung der Struktur der zukünftigen Energieversorgung mit dem Schwerpunkt auf der Stromversorgung. Dazu wird mittels geeigneter Berechnungsmodelle (REMIX und SimEE) eine vollständige dynamische und teilweise räumlich aufgegliederte Simulation der Stromversorgung durchgeführt. Damit lassen sich die Erzeugungscharakteristiken der EE-Stromerzeugung abbilden und Rückschlüsse auf die notwendigen Maßnahmen im „konventionellen“ Teil der Stromversorgung hinsichtlich Reservekapazitäten, Regelungs- und Speicheraufwand sowie zum notwendigen Netzausbau ziehen. Auch die ökonomischen Rückwirkungen infolge einer anderen Kraftwerksstruktur (längerfristig wenig bis keine Grundlast; geringere Auslastung fossiler Kraftwerke u. a.) lassen sich damit präziser bestimmen. Diese vertiefte Analyse ist notwendig, wenn die Erneuerbaren große Anteile der Energieversorgung decken sollen und sie ist unverzichtbar, wenn der Übergang zu einer „100%-Versorgung“ mit erneuerbarer Energie in Teilbereichen oder für die gesamte Energieversorgung beschrieben werden soll.

In der vorliegenden Untersuchung werden, auf der Grundlage eines „Basisszenario 2010“, das eine Weiterentwicklung der bisherigen Leitszenarien (2006 bis 2009) darstellt, verschiedene Szenariovarianten erstellt. Dem Charakter von Szenarien entsprechend reicht es bei Projektionen in eine langfristige Zukunft nicht aus, nur einen einzigen Entwicklungspfad („Leitszenario“) abzubilden. Da in eine Szenarienkonstruktion zahlreiche „wenn - dann“ Annahmen eingehen, die zu sehr unterschiedlichen Entwicklungen führen können, ist es erforderlich, die große Bandbreite technischer und struktureller Optionen, die in mehreren Jahrzehnten für eine sehr weitgehende bzw. auch vollständige EE-Versorgung zur Verfügung stehen werden, in entsprechenden Varianten zu berücksichtigen. Zum einen kann die Ausbreitung der Erneuerbaren und die Steigerung der Energieeffizienz – auch wenn ihr Ausbau bzw. ihre Weiterentwicklung mit hoher energie- und klimapolitischer Priorität erfolgen soll – unterschiedlich rasch erfolgen. Dies wurde bereits mit den in der „Leitstudie 2008“ [BMU 2008a] erstellten Szenariovarianten E2 und E3 gezeigt. Zum andern sind weitere energiepolitisch gesetzte Randbedingungen bei der Szenarienkonstruktion zu beachten. Dazu gehört insbesondere die aktuell von der Bundesregierung beschlossene Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken von durchschnittlich 12 Jahre, aber auch der von praktisch allen politischen und vielen gesellschaftlichen Gruppierungen angestrebte deutliche Ausbau von Elektro- bzw. Hybridfahrzeugen im Individualverkehr.

Vorrangig sollen die zielorientierten Basisszenarien 2010 die Ziele hinsichtlich einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80% gegenüber 1990 bzw. eine Reduktion der CO₂-Emissionen um mindestens 85% erfüllen. Auch das Zwischenziel für 2020 einer Reduktion um 40% soll erreicht werden. Dieser Reduktionspfad für Treibhausgasemissionen wird mittels der Teilstrategien „Deutliche Effizienzsteigerung“ und „kontinuierlicher Ausbau der EE“ unter Beachtung der weiteren Randbedingungen erreicht. In den bisherigen Leitszenarien wurde stets von dem bis vor kurzem vereinbarten Zeitplan für den Ausstieg aus der Kernenergie ausgegangen. Einerseits der fortlaufenden Bearbeitung des Vorhabens geschuldet und zum anderen auch um die aktuellen Basisszenarien mit diesen früheren Szenarien vergleichen zu können, wurde dieser Ausstiegsfahrplan in den Varianten dieser Leitstudie zunächst beibehalten. Kurzfristig hinzugefügt wurde jedoch eine Szenariovariante mit der beschlossenen Laufzeitverlängerung von 12 Jahren, anhand derer die Effekte der längeren Laufzeiten diskutiert werden können.

Insgesamt wurden für diese Leitstudie die folgenden vier Szenarienvarianten erstellt, unter der Annahme gleicher Anstrengungen zur Effizienzsteigerung (Abschnitt 2.4):

Basisszenario 2010 A: Es wird keine Laufzeitverlängerung der Kernenergie unterstellt, die bisherigen Restlaufzeiten werden eingehalten. Der Anteil der Elektromobilität an der Verkehrsleistung des Individualverkehrs steigt bis 2050 auf 33%, der Ausbaupfad führt von 1,2 Mio. Elektrofahrzeugen in 2020 über 4,7 Mio. in 2030 bis zu 16 Mio. in 2050.

Basisszenario 2010 B: Keine Laufzeitverlängerung der Kernenergie. Elektromobilität dominiert im Jahr 2050 den Individualverkehr. Ihr Anteil an der Verkehrsleistung des Individualverkehrs steigt bis 2050 auf 66%, der Ausbaupfad führt von 1,4 Mio. Elektrofahrzeugen in 2020 über 7,4 Mio. in 2030 bis zu 30 Mio. in 2050. Der dadurch gegenüber dem Basisszenario 2010 A höhere Strombedarf wird ausschließlich durch zusätzlichen EE-Strom gedeckt.

Basisszenario 2010 C: Es wird eine gestaffelte Laufzeitverlängerung der Kernenergie gemäß dem am 5. September 2010 gefassten Beschluss der Bundesregierung von durchschnittlich 12 Jahren angenommen. Alle anderen Annahmen, insbesondere der gesamte EE-Zubau und der Zubau von Elektrofahrzeugen entsprechen den Werten des Basisszenarios 2010 A. Dieses Szenario kann auch für den Vergleich mit den für das Energiekonzept erstellten Szenarien II A und II B [EWI 2010] mit einer LZV von 12 Jahren herangezogen werden².

In den obigen Szenarien erreicht der Anteil der EE an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2020 rund 40% und im Jahr 2050 bereits 87%. Der Anteil der EE am gesamten Endenergieverbrauch liegt im Jahr 2050 zwischen 62 und 64%. Ein logischer nächster Schritt ist die Darstellung einer vollständig auf EE-Strom basierenden Stromversorgung im Jahr 2050. Dieser Ausbau ist in jüngerer Zeit bereits in mehreren Studien untersucht worden (z. B. [SRU 2010; UBA 2010a; PWC 2010]), teilweise unter Einsatz der hier verwendeten Modelle REMix und SimEE. Es ist deshalb naheliegend, die Darstellung und Analyse der Basisszenarien in diesem Vorhaben durch derartige Szenarien zu erweitern.

Für den vorliegenden Bericht wird ein Szenario einer 100%igen EE-Stromversorgung bis 2050 berechnet (**Szenario B-100%-S/H2**). Die Strombereitstellung erfolgt im Jahr 2050 vollständig mit Erneuerbaren; EE-Strom wird somit zur wichtigsten „Primärenergiequelle“.

• ² Da die Modellierungsarbeiten im Projekt bereits 2009 begannen, sind die BSZ A und B im Bericht ausführlicher dargestellt als das BSZ C, für dessen Berechnung bislang nur wenige Wochen zur Verfügung standen. Im weiteren Projektverlauf wird dieses Szenario Grundlage für die weiteren Analysen sein.

Die Speicherung und Nutzung großer EE-(Überschuss-) Strommengen erfolgt mittels Wasserstoff. Das Szenario baut auf dem Basisszenario 2010 B auf und unterscheidet sich von diesem erst nach 2030. Da bei der angestrebten 100%igen EE-Stromversorgung nach bisheriger Kenntnis größere Überschüsse an EE-Strom auftreten werden, die nicht allein durch herkömmliche Speicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher), Lastmanagement und „Smart Grids“ oder durch großräumige Netze und internationalen Austausch von EE-Strom (Modell REMix) ausgeglichen werden können, wird die Überführung von EE-Strom in einen chemischen Energieträger zusätzlich berücksichtigt. Dabei wird nicht nur der Stromsektor betrachtet, also ein vollständiger Speicherzyklus Strom-Energieträger-Strom, sondern auch die Nutzung im Verkehrssektor, der Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung mit Nutzung der Abwärme und ggf. auch die Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme in der Industrie.

Als Optionen für einen geeigneten chemischen Energieträger kommen Wasserstoff und Methan in Frage. Während EE-Wasserstoff in nur einem Wandlungsschritt (Elektrolyse) aus EE-Strom bereitstellbar ist, hat EE-Methan, obwohl bei seiner Bereitstellung aus Wasserstoff und Kohlenstoff bzw. Kohlendioxid größere Wandlungsverluste auftreten, den Vorteil, die vorhandene Gasinfrastruktur komplett nutzen zu können. Für den vorliegenden Bericht konnte in der Szenarienberechnung aus Zeitgründen nur die Option „Wasserstoff“ berücksichtigt werden. Einen ersten Vergleich beider Optionen findet man jedoch bereits in Kapitel 4. In der nächsten Projektphase erfolgt eine vertiefte Gegenüberstellung mittels vollständiger EE-Wasserstoff- bzw. EE-Methan-Szenarien.

Im weiteren Verlauf des Vorhabens (bis Ende 2011) werden darüber hinaus weitere Szenarien erstellt, die für den Zeitraum nach 2050 den Weg in eine vollständig auf Erneuerbaren basierende Energieversorgung aufzeigen. Da der EE-Anteil am gesamten Endenergieverbrauch auch im 100%-Stromszenario im Jahr 2050 erst bei rund 70% liegen wird (Wärme ~65%, Verkehr ~50%) bedarf es weiterer beachtlicher struktureller Anpassungen – und damit weitere Übergangszeiten – um EE-Strom, der als wesentliche „Primärenergiequelle“ infrage kommt, in diese Sektoren einzubringen. Dies kann, als nächster logischer Schritt nach den 100%-Stromszenarien, mit den bis dahin gewonnenen Erfahrungen und neuen Erkenntnissen in den Jahrzehnten nach 2050 systematisch angegangen werden.

2.4 Annahmen zur Effizienzsteigerung und die wichtigsten Kenngrößen der Basisszenarien 2010

Die Finanz- und Wirtschaftskrise des Jahres 2009 hat auch zu einer Verringerung des Energieverbrauchs geführt, der über die üblichen Schwankungen hinausführt. Mit 13398 PJ/a [AGEB 2010] lag der Primärenergieverbrauch um 6% unter dem Mittelwert der Jahre 2000 bis 2008 (Abbildung 2.1). Die Energieverbrauchsstrukturen haben sich dagegen nicht nennenswert verschoben. Berücksichtigt man, dass etwa 7% der eingesetzten Primärenergie für nichtenergetische Zwecke eingesetzt wird, so kommen etwa 70% der für energetische Zwecke eingesetzten Primärenergie (12374 PJ/a in 2009) als Endenergie dem eigentlichen Verbrauch zu Gute. Die Verluste entstehen mit rund 7% zum geringeren Teil bei der Bereitstellung fossiler Energieträger und von Strom (Raffinerien, Transport- und Verteilungsverluste u. a.), den weitaus größten Teil stellen jedoch die Abwärmeverluste bei der Erzeugung von Strom aus thermischen Kraftwerken dar. Mit rund 2900 PJ/a (~23%) sind sie rein rechnerisch höher als der gesamte Raumwärmebedarf. Im Vergleich dazu sind die rund 450 PJ/a genutzte KWK-Wärme verhältnismäßig gering. Hier liegen also durch die Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung und durch den Ersatz von thermischen Kraftwerken durch erneuerbare Energien beträchtliche Einsparpotenziale für den Primärenergieeinsatz.

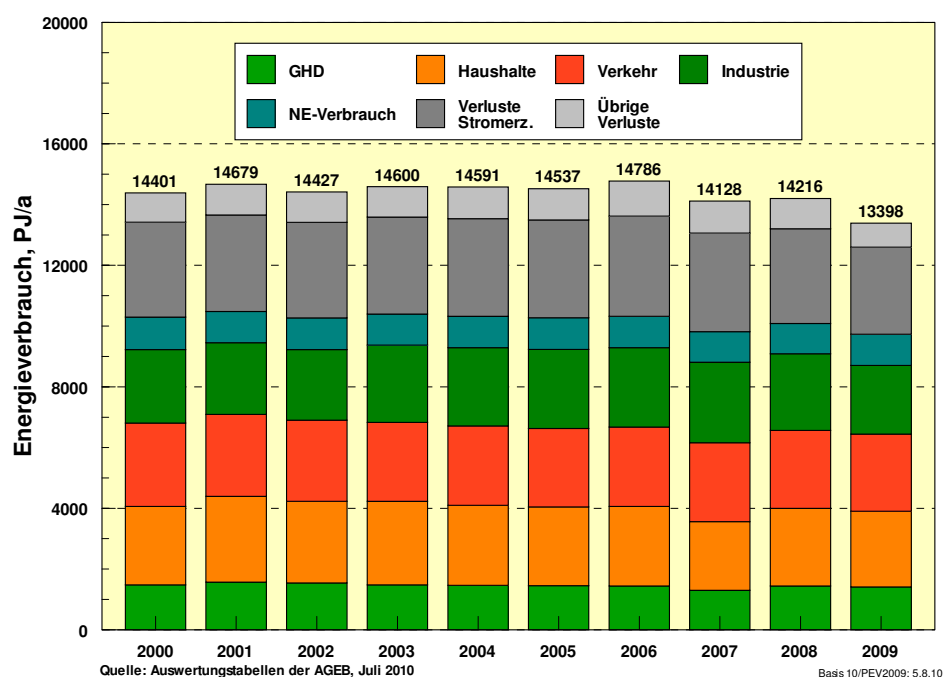


Abbildung 2.1: End- und Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren 2000-2009

Der größte Verbrauchssektor im Jahr 2009 ist mit 2542 PJ/a (Endenergie) der Verkehr, gefolgt von den Haushalten (Abbildung 2.2) mit 2497 PJ/a. Der Industrieverbrauch liegt bei derzeit 2264 PJ/a, mit deutlichem Abstand folgen Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) mit 1411 PJ/a. Nach Nutzungsarten dominiert die Raumwärme mit rund 2550 PJ/a, gefolgt von Warmwasser und Prozesswärme mit zusammen 2300 PJ/a. Während zur Wärmebereitstellung praktisch alle Energieträger eingesetzt werden, darunter Strom mit einem Anteil von 11% (150 TWh/a), wird „mobile Kraft“ (im Verkehr) fast ausschließlich mit ölbasier-

ten Kraftstoffen erzeugt. Der Stromanteil beträgt daran derzeit nur 2%. Umgekehrt wird „stationäre Kraft“ und Licht (1310 PJ/a) fast ausschließlich mit Strom bereitgestellt. Nach Energieträgern deckt Mineralöl in Form von Kraftstoffen und Heizöl 39%, Gase 26%, und Strom 21% der Endenergie. Erneuerbare Energien (ohne Stromanteil) kommen auf 6%, Fernwärme auf 5% und kohlebasierte Brennstoffe auf 3%.

Aus dem unterstellten volkswirtschaftlichen Aktivitätsniveau gemäß Tabelle 2-2 und der aus Gründen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung angestrebten Reduktion des Energieverbrauchs, z. B. entsprechend den Vorstellungen des IEKB, lassen sich die notwendigen Steigerungsraten der Energieproduktivität ableiten. Im langjährigen Mittel (1990-2009) stieg die (Primär-)Energieproduktivität um 1,8%/a, lag also leicht über der mittleren Wachstumsrate des BIP von 1,2%/a. In den Basisszenarien 2010 wird von einer Anhebung der mittleren Steigerungsrate der (Primär-) Energieproduktivität auf durchschnittlich 2,7%/a zwischen 2009 und 2020 ausgegangen (Abbildung 2.3; bezogen auf die Endenergie liegt die mittlere Wachstumsrate bis 2020 bei 2,1%/a). Im Gegensatz zu früheren Untersuchungen (z. B. [BMU 2008a, b]) stellt das zwar wegen der geringeren volkswirtschaftlichen Wachstumsdynamik eine gewisse Entlastung bzgl. der CO₂-Emissionen dar, trotzdem verlangt die um 50% erhöhte Steigerungsrate eine deutliche Intensivierung von Effizienzbemühungen in allen Sektoren. Auch nach 2020 dürfen die Effizienzanstrengungen nicht nachlassen, damit ein kontinuierlicher Rückgang des Primärenergieeinsatzes erreicht werden kann. Zwischen 2020 und 2030 sollte die (Primär-) Energieproduktivität weiter mit rund 2,5%/a wachsen.

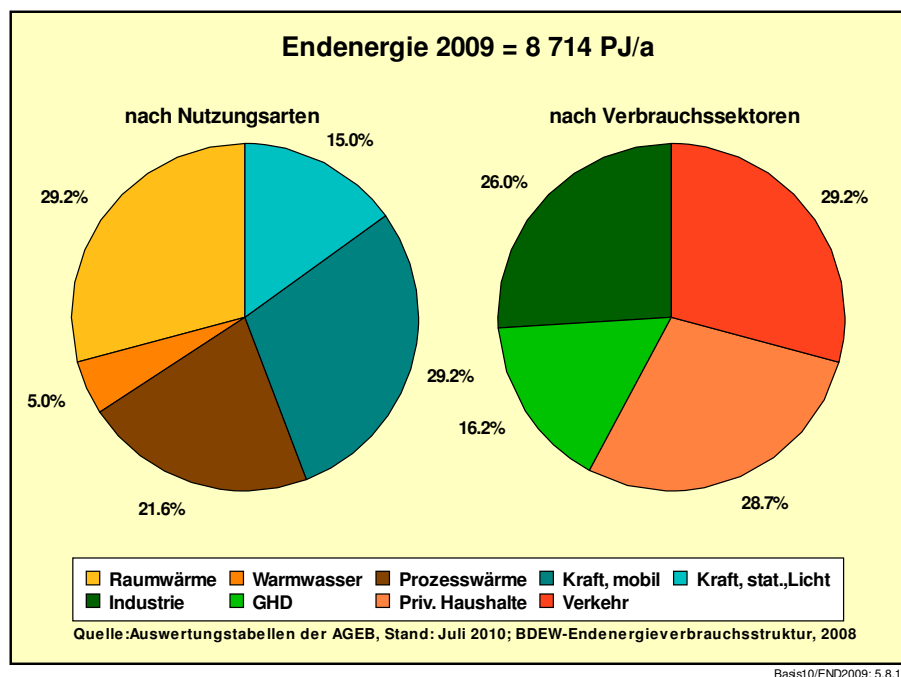


Abbildung 2.2: Struktur des Endenergieverbrauchs 2009 nach Nutzungsarten und nach Verbrauchssektoren (nach [AGEb 2010])

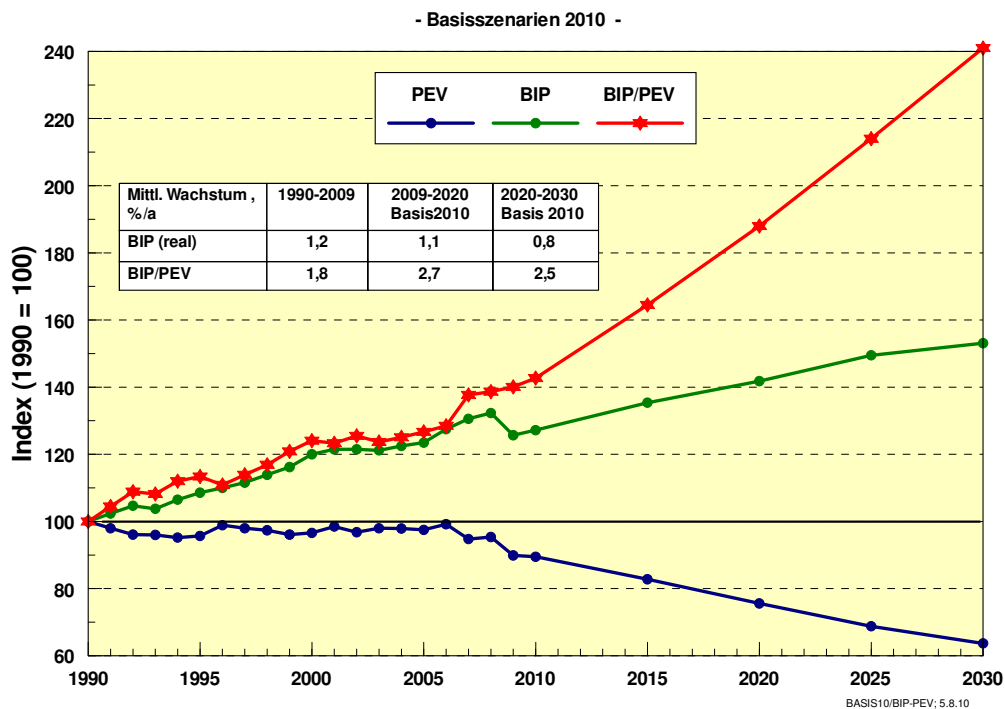


Abbildung 2.3: Verlauf von Bruttoinlandsprodukt (BIP real), Primärenergieverbrauch (PEV) und Energieproduktivität (BIP/PEV) seit 1990 (1990 = 100) und Annahmen für die Basisszenarien 2010

Im Basisszenario 2010 A steigt die Energieproduktivität dadurch bis 2050 auf das 2,6-fache des heutigen Wertes (Tabelle 2-3). Der resultierende Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 liegt bei 7534 PJ/a und sinkt somit auf 56% des Wertes von 2009 (bzw. auf 53% des Wertes von 2008). Die Reduktion setzt sich aus Effizienzgewinnen im Umwandlungssektor durch dessen Umstrukturierung hin zu erneuerbaren Energien und durch Effizienzsteigerungen im Endenergiebereich zusammen. Der Endenergieverbrauch sinkt daher auch geringer als der Primärenergieverbrauch und beträgt im Jahr 2050 mit 5484 PJ/a noch 63% des Wertes von 2009 (bzw. 60% des Wertes von 2008). Die in den einzelnen Sektoren unterstellten Annahmen zur Effizienzsteigerung, die in den Szenarien zu diesen Ergebnissen führen, werden in den jeweiligen Abschnitten erläutert.

Tabelle 2-3: Die wichtigsten energetischen Kenngrößen des Basisszenarios 2010 A

| Basisszenario 2010 A Die wichtigsten energetischen Kenngrößen | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| | 2005 | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Primärenergie (PJ/a) | 14347 | 14216 | 13398 | 13304 | 12316 | 11266 | 10257 | 9492 | 8303 | 7534 |
| Endenergie (PJ/a) | 9239 | 9098 | 8714 | 8630 | 8208 | 7783 | 7329 | 6958 | 6228 | 5484 |
| - davon Strom (PJ/a) | 1864 | 1906 | 1793 | 1822 | 1789 | 1728 | 1692 | 1667 | 1670 | 1678 |
| (Strom in TWh/a) | 518 | 529 | 498 | 506 | 497 | 480 | 470 | 463 | 464 | 466 |
| CO ₂ -Emissionen (Mio t CO ₂ /a) | 822 | 797 | 739 | 729 | 645 | 585 | 491 | 394 | 243 | 152 |
| (Energie+Ind. Prozesse) | | | | | | | | | | |
| Gesamte THG-Emissionen (einschl. LULUCF); Mio tCO ₂ äq/a | 1013 | 988 | 905 | 893 | 793 | 710 | 606 | 498 | 336 | 233 |
| PEV/BIP (GJ/1000 EUR) | 6,752 | 6,252 | 6,200 | 6,083 | 5,293 | 4,623 | 4,049 | 3,606 | 2,895 | 2,386 |
| END/BIP (GJ/1000 EUR) | 4,348 | 4,001 | 4,032 | 3,946 | 3,527 | 3,194 | 2,893 | 2,644 | 2,172 | 1,737 |
| STROM/BIP (GJ/1000 EUR) | 0,877 | 0,838 | 0,830 | 0,833 | 0,769 | 0,709 | 0,668 | 0,633 | 0,582 | 0,531 |
| PEV/BIP (2008 = 100) | 108,0 | 100,0 | 99,2 | 97,3 | 84,7 | 73,9 | 64,8 | 57,7 | 46,3 | 38,2 |
| END/BIP (2008 = 100) | 108,7 | 100,0 | 100,8 | 98,6 | 88,2 | 79,8 | 72,3 | 66,1 | 54,3 | 43,4 |
| STROM/BIP (2008 = 100) | 104,7 | 100,0 | 99,0 | 99,4 | 91,7 | 84,6 | 79,7 | 75,6 | 69,5 | 63,4 |
| CO ₂ (1990 = 100; 1000 Mio t/a) | 82,2 | 79,7 | 73,9 | 72,9 | 64,5 | 58,5 | 49,1 | 39,4 | 24,3 | 15,2 |
| THG (1990 = 100; 1211 Mio t/a) | 83,6 | 81,6 | 74,7 | 73,7 | 65,5 | 58,6 | 50,0 | 41,1 | 27,7 | 19,2 |
| PEV/Kopf (GJ/a) | 173,9 | 173,2 | 163,8 | 163,0 | 152,2 | 140,0 | 128,3 | 120,0 | 110,0 | 102,1 |
| END/Kopf (GJ/a) | 112,0 | 110,8 | 106,5 | 105,7 | 101,4 | 96,7 | 91,7 | 87,9 | 82,5 | 74,3 |
| STROM/Kopf (GJ/a) | 22,6 | 23,2 | 21,9 | 22,3 | 22,1 | 21,5 | 21,2 | 21,1 | 22,1 | 22,7 |
| CO ₂ /Kopf (t/a) | 10,0 | 9,7 | 9,0 | 8,9 | 8,0 | 7,3 | 6,1 | 5,0 | 3,2 | 2,1 |
| THG/Kopf (t/a) | 12,3 | 12,0 | 11,1 | 10,9 | 9,8 | 8,8 | 7,6 | 6,3 | 4,5 | 3,2 |
| BIP/PEV (EUR/GJ) | 148 | 160 | 161 | 164 | 189 | 216 | 247 | 277 | 345 | 419 |
| BIP/END (EUR/GJ) | 230 | 250 | 248 | 253 | 284 | 313 | 346 | 378 | 461 | 576 |
| BIP/STROM (EUR/GJ) | 1140 | 1193 | 1205 | 1200 | 1301 | 1410 | 1497 | 1579 | 1717 | 1882 |
| BIP/PEV (2008 = 100) | 92,6 | 100,0 | 100,8 | 102,8 | 118,1 | 135,2 | 154,4 | 173,3 | 215,9 | 262,0 |
| BIP/END (2008 = 100) | 92,0 | 100,0 | 99,2 | 101,4 | 113,4 | 125,3 | 138,3 | 151,3 | 184,2 | 230,4 |
| BIP/STROM (2008 = 100) | 95,6 | 100,0 | 101,0 | 100,6 | 109,0 | 118,2 | 125,5 | 132,3 | 143,9 | 157,7 |

Basis 2010/Eckdat; 28.10.10

Weniger deutlich sinkt in den Basisszenarien der Stromverbrauch. Der in der Vergangenheit stets gewachsene Bruttostromverbrauch zeigt ab dem Jahr 2006 Sättigungstendenzen bzw. eine leichte Abnahme 2008 (der Einbruch 2009 ist der Weltwirtschaftskrise geschuldet). Allen aktuelleren Szenarien gemeinsam ist die Tendenz zu einem abnehmenden Stromverbrauch in der Zukunft (Abbildung 2.4). Im Energiereport 2005 [BMWi 2005] war angesichts eines seinerzeit deutlich steigenden Stromverbrauchs noch von einem geringen Rückgang bis 2030 ausgegangen worden. In den Szenarien zum Energiegipfel 2007 [Prognos 2007] wurde die energiepolitische Zielsetzung abgebildet, den Stromverbrauch deutlich zu verringern. Dies führte zu einer unterstellten Abnahme bis 2020 um gut 10% gegenüber dem damaligen Ausgangswert 2005. Für die Szenarien zum Energiekonzept 2010 wurde diese Zielsetzung beibehalten und bis 2050 fortgeschrieben, was zu einem absoluten Rückgang des Stromverbrauchs von gut 25% gegenüber 2008 führen würde [EWI 2010]. Bei dem unterstellten Wirtschaftswachstum, bei teilweise stark wachsenden Stromanwendungen (z. B. Informationstechnologien) und bei zukünftig „neuen“ Stromverbrauchern verlangt dies außerordentlich ehrgeizige Anstrengungen zur Mobilisierung der spezifischen Effizienzpotenziale im Stromsektor. Es ist keineswegs sicher, dass die dazu im Energiekonzept 2010 der Bundesregierung ausgewiesenen Maßnahmen und Instrumente (u. a. Energieeffizienz-

fonds) dafür ausreichen. Erleichtert würde das Erreichen solcher ehrgeiziger Zielsetzungen, wenn zukünftig von merklichen Strompreisanstiegen auszugehen ist. Dies ist aber in den Energieszenarien zum Energiekonzept eher nicht der Fall.

In den Basisszenarien geht der Bruttostromverbrauch im Vergleich zum Wert des Jahres 2009 (583 TWh/a) bis 2030 um 6% zurück (gegenüber 2008 um 11%) und bleibt danach mit rund 535 TWh/a im Wesentlichen konstant. Er liegt damit etwas unter der angenommenen Entwicklung im Referenzszenario zum Energiekonzept. Das in den Basisszenarien unterstellte Wachstum „neuer“ Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, aber auch das generelle Wachstum der Stromnachfrage im Verkehr (wachsender Bahnverkehr, insbesondere im Güterbereich) kompensieren in den Szenarien die weiteren Effizienzsteigerungen bei anderen Anwendern (Kurve: Basis A ohne Strom für H₂; vgl. auch Abschnitt 3.2).

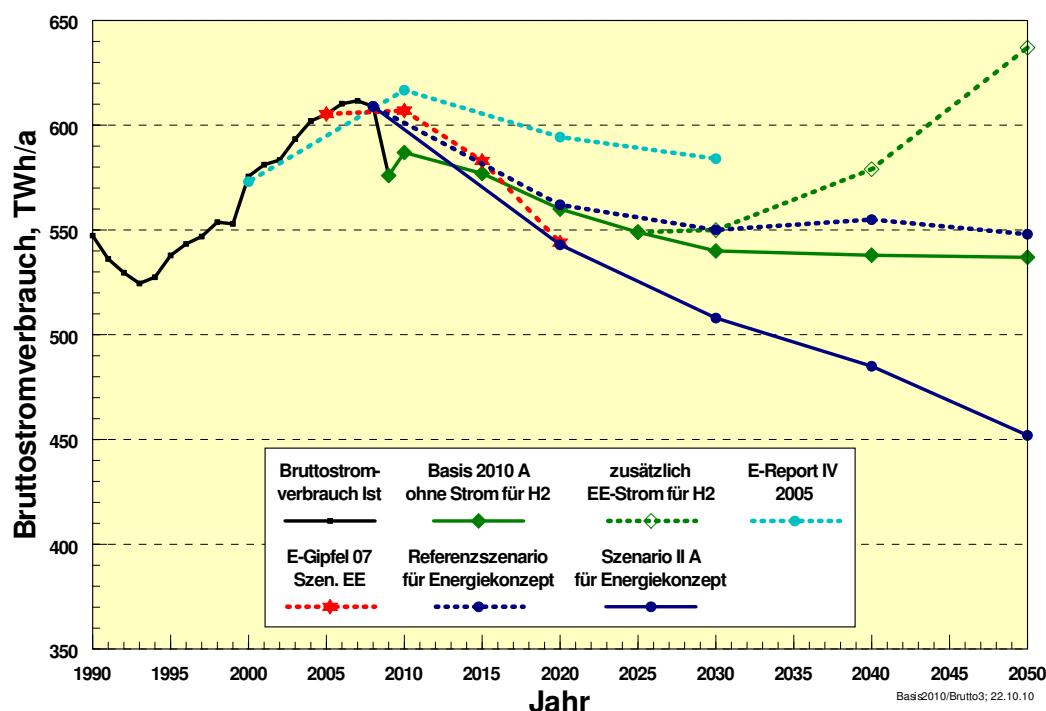


Abbildung 2.4: Bisheriger Bruttostromverbrauch und Annahmen zum zukünftigen Verbrauch in verschiedenen Untersuchungen

Im Jahr 2030 kommen in den Basisszenarien bereits 65% des Stroms aus den Erneuerbaren. Die verlustreiche Bereitstellung aus thermischen Kraftwerken hat also schon deutlich abgenommen. Erst diese Tatsache erlaubt den zügigen Ausbau der „neuen“ Stromverbraucher und die Erschließung neuer Anwendungsfelder für den Stromeinsatz, wie dies in den Basisszenarien unterstellt ist. Als weiterer zusätzlicher „Verbraucher“ für EE-Strom kommt ab 2030 die Wasserelektrolyse zur Bereitstellung von Wasserstoff hinzu, die im Jahr 2050 zu einer zusätzlichen Stromnachfrage von 100 TWh/a (Basisszenarien) führt.

Die unterstellten Effizienzsteigerungen in allen Sektoren und im Umwandlungsbereich bewirken bereits eine erhebliche Reduktion der CO₂- bzw. der Treibhausgas (THG)-Emissionen. Ausgehend von der generellen Zielsetzung einer mindestens 80%igen Minderung der THG-Emissionen bis 2050 bzw. einer 85%igen Reduktion der CO₂-Emissionen kann in den Basisszenarien daraus der notwendige Beitrag erneuerbarer Energien als zweite Säule eines wirksamen Klimaschutzes ermittelt werden.

2.5 Annahmen zu zukünftigen Energiepreispfaden

Die Basis zur Ermittlung der Kosten des EE-Ausbaus und der Energieversorgung insgesamt sind die bereits in der Leitstudie 2008 [BMU 2008a] getroffenen Annahmen für die zukünftige Kostenentwicklung der EE-Techniken und die dortigen Preisszenarien für die Entwicklung der fossilen Energiepreise und der Preise von CO₂-Zertifikaten. Sie sind nach wie vor aktuell und werden deshalb weitgehend unverändert übernommen. Lediglich für den Zeitraum bis 2015 wurden für den Preispfad A Anpassungen an das Ausgangsniveau des Jahres 2009 vorgenommen. Die hier verwendeten Preispfade A „Deutlicher Anstieg“ und B „Mäßiger Anstieg“ sind am Beispiel des Jahresmittelwerts des Rohölpreises (in \$₂₀₀₇/Barrel) in (Abbildung 2.5) dargestellt.

Die Vergangenheitsentwicklung zeigt einerseits mehrere starke Preissprünge beim Rohöl, andererseits im Mittel jedoch eine stetig steigende Tendenz. Während im Jahrzehnt 1990 bis 2000 ein Preis von 20 \$/b als niedrig bezeichnet wurde, gilt heute ein Preis von 60 \$/b bereits als außerordentlich günstig. Nach einem kurzfristigen Absinken des Ölpreises auf unter 60 \$₂₀₀₇/b (Jahresmittelwert) liegt der Wert derzeit (Mittelwert Jan. bis Juli 2010) bereits wieder bei 80 \$₂₀₀₇/b. Die Annahmen für die zukünftige Ölpreisentwicklung im World Energy Outlook (WEO) 2009 [IEA 2009] stimmen sehr gut mit denjenigen des Preispfads A überein. Im WEO 2008 [IEA 2008] lagen sie, vor dem Hintergrund der Preisspitze in 2008, sogar noch höher.

Zum Vergleich sind des Weiteren die Preisannahmen zu den Szenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung und der im März 2010 erschienenen Energieprognose 2009 [EP 2010] für das BMWi eingetragen. Während erstere hinsichtlich der Ölpreisentwicklung ebenfalls sehr gut mit dem hier verwendeten Pfad A übereinstimmen, geht die Energieprognose 2009 von einem auffallend niedrigen Ölpreisanstieg aus. Nur die „Hochpreisvariante“ zeigt nennenswerte Steigerungsraten. Hintergrund ist die Annahme der Energieprognose 2009, dass auch mittelfristig keine Verknappung von Rohöl zu befürchten seien, da *„die Peak-Oil-Hypothese in die Kategorie statistischer Artefakte einzuordnen ist, die einer fundierten ökonomischen Theorie entbehren.“* [EP 2010; S. 51]. Für die vorliegende Untersuchung wird Pfad A als plausibelste Annahme der zukünftigen Ölpreisentwicklung betrachtet, der Pfad B wird ebenfalls verwendet, um die Auswirkungen einer niedrigeren Ölpreisentwicklung zu berücksichtigen.

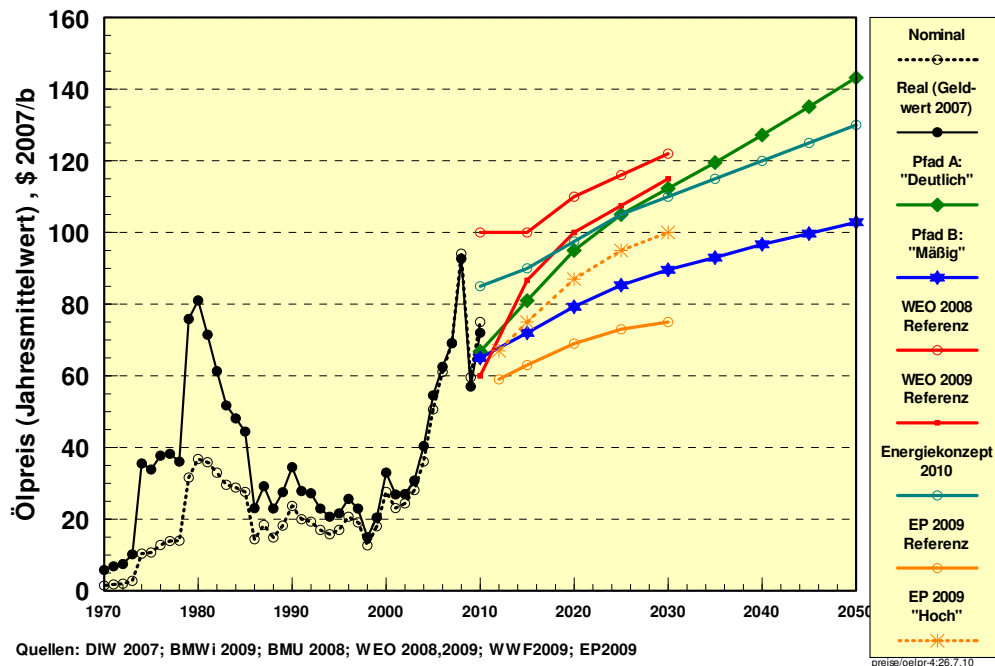


Abbildung 2.5: Rohölpreisentwicklung 1970 - 2010 (Jahresmittelwert, nominal und Geldwert 2007), sowie die Preispfade der Szenarien [BMU 2008a] und [BMU 2010a] im Vergleich mit den Angaben der IEA [IEA 2008, 2009], Energieprognose 2009 [EP 2010] und der Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung

Von Bedeutung für das inländische Preisniveau fossiler Energieträger sind die Grenzübergangspreise. Die resultierenden Werte sind für die Basisszenarien 2010, für die Energieprognose 2009 und für das Energiekonzept in Tabelle 2-4 zusammengestellt. Zusätzlich ist dort auch Preispfad C dokumentiert, der in 2004, also zur Zeit eines sehr niedrigen Energiepreisniveaus, für die damalige Energieprognose des BMWi abgeleitet wurde [BMWi 2005]) und in [BMU 2008a] übernommen wurde.

Für die Höhe der Grenzübergangspreise spielen sowohl die Entwicklung des zukünftigen Wechselkurses \$/€ eine Rolle, als auch die Entwicklung des Rohölpreises, von dem zudem auch die Erdgas- und Kohlepreise abhängen. Bei den Preispfaden der Basisszenarien wird von einer relativ engen Kopplung der Energieträgerpreise untereinander ausgegangen, was entsprechend den bisherigen Erfahrungen mit dem Ölpreis als Leitpreis des Energiesektors sinnvoll erscheint. Mit steigenden Ölpreisen steigen damit auch die Erdgas- und Steinkohlepreise merklich.

Der Preisentwicklung der drei Pfade werden drei weitere aktuelle Analysen zukünftiger Preise fossiler Energien gegenübergestellt. In den Projektionen des Öko-Instituts [Matthes 2010a] sind die Kopplungen zwischen den einzelnen Energieträgern weniger eng. Während der Preispfad für Rohöl weitgehend dem Pfad A entspricht, steigt der Erdgaspreis etwas schwächer, liegt aber noch leicht über dem Pfad B. Am zurückhaltendsten wird der Preisanstieg bei Kohle eingeschätzt mit Werten zwischen den Preispfaden B und C der Basisszenarien.

Bei den Preisannahmen für die Szenarien des Energiekonzepts der Bundesregierung [EWI 2010] fällt auf, dass die Spreizung wesentlich stärker ist. Die Erdgas- und Steinkohlepreise folgen kaum dem deutlichen Anstieg des Ölpreises, der etwa dem des Pfads A entspricht. Insbesondere der Preisanstieg bei Erdgas fällt sehr schwach aus. Das wird von den Auftrag-

nehmern mit mittelfristig reichlich verfügbarem Erdgas und Steinkohle begründet. Damit verbleiben, trotz relativ hoher Ölpreisanstiege, die Erdgas- und Steinkohlepreise im Bereich des Pfades C des Basisszenarios („sehr niedrig“).

Als Extremfall niedriger Preisanstiege für alle fossilen Energieträger können die Annahmen der Energieprognose 2009 [EP 2010] eingeordnet werden, die bis 2030 das Niveau des Jahres 2007 kaum übersteigen. Insbesondere liegen die Annahmen für Erdgas und Steinkohle, den wesentlichen Quellen für die fossile Stromerzeugung in Deutschland noch unter den Annahmen des Pfades C. Sie liegen damit auch noch unter den Preisannahmen des Energiekonzepts. Mit diesen Vorgaben ist – unabhängig von sonstigen Szenarioannahmen – bereits eine wesentliche Größe für die zukünftige Strompreisentwicklung fossiler Kraftwerke und damit auch für die Beurteilung der Kosten des EE-Ausbaus vorgegeben.

Tabelle 2-4: Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in verschiedenen Energiepreispfaden, [in €₂₀₀₇/GJ]; Werte 2007 bis 2009 nach BMWi-Angaben (Mai 2010)

| Basisszenarien, Pfad A: „Deutlich“ | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------|-------------|-------------|
| real, €₂₀₀₇/GJ | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Rohöl | 9,3 | 11,4 | 7,4 | 8,7 | 10,9 | 13,2 | 14,7 | 16,3 | 19,2 | 21,8 |
| Erdgas | 5,5 | 7,3 | 5,7 | 6,7 | 8,7 | 10,7 | 12,2 | 13,8 | 16,6 | 19,2 |
| Steinkohle | 2,3 | 3,8 | 2,9 | 3,1 | 4,1 | 5,1 | 5,9 | 6,5 | 7,9 | 9,2 |
| Basisszenarien, Pfad B: „Mäßig“ | | | | | | | | | | |
| Rohöl | 9,3 | 11,4 | 7,4 | 8,4 | 9,6 | 10,7 | 12,0 | 13,0 | 14,6 | 15,7 |
| Erdgas | 5,5 | 7,3 | 5,7 | 6,5 | 7,6 | 8,5 | 9,5 | 10,3 | 11,6 | 12,4 |
| Steinkohle | 2,3 | 3,8 | 2,9 | 3,0 | 3,5 | 4,0 | 4,4 | 4,7 | 5,1 | 5,5 |
| Basisszenarien, Pfad C: „Sehr niedrig“ | | | | | | | | | | |
| Rohöl | 9,3 | 11,4 | 7,4 | 7,5 | 7,8 | 8,2 | 8,7 | 9,1 | 9,9 | 10,4 |
| Erdgas | 5,5 | 7,3 | 5,7 | 6,0 | 6,3 | 6,5 | 6,9 | 7,3 | 7,9 | 8,3 |
| Steinkohle | 2,3 | 3,8 | 2,9 | 3,0 | 3,1 | 3,3 | 3,5 | 3,7 | 3,9 | 4,2 |
| Projektionen des Öko-Instituts [Matthes 2010] | | | | | | | | | | |
| real, €₂₀₀₇/GJ | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Rohöl | | 11,4 | | | 11,5 | 13,2 | | 15,0 | 17,3 | 19,3 |
| Erdgas | | 7,3 | | | 8,1 | 9,4 | | 10,6 | 12,2 | 13,6 |
| Steinkohle | | 3,8 | | | 3,1 | 3,5 | | 3,9 | 4,3 | 4,8 |
| Szenarien zum Energiekonzept [EWI 2010] | | | | | | | | | | |
| real, €₂₀₀₇/GJ | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Rohöl | 9,3 | 11,4 | 7,4 | 10,4 | 11,3 | 12,7 | 14,2 | 15,5 | 18,4 | 21,7 |
| Erdgas | 5,5 | 7,3 | 5,7 | 6,6 | 6,5 | 6,3 | 6,7 | 7,1 | 8,3 | 8,6 |
| Steinkohle | 2,3 | 3,8 | 2,9 | 2,4 | 2,3 | 2,6 | 2,7 | 2,8 | 3,1 | 3,7 |
| Energieprognose 2009 [EP 2010]; Referenz | | | | | | | | | | |
| real, €₂₀₀₇/GJ | 2007 | 2008 | 2009 | 2010-2014 | 2015-2019 | 2020-2024 | 2025-2029 | 2030 | | |
| Rohöl | 9,3 | 11,4 | 7,4 | 7,4 | 8,1 | 8,6 | 8,9 | 9,1 | | |
| Erdgas | 5,5 | 7,3 | 5,7 | 4,7 | 5,3 | 5,6 | 5,6 | 5,8 | | |
| Steinkohle | 2,3 | 3,8 | 2,9 | 2,1 | 2,2 | 2,4 | 2,4 | 2,5 | | |

Weiterhin sind Annahmen zur Entwicklung der Preise von CO₂-Zertifikaten von Bedeutung. Die jeweiligen CO₂-Preise für die Leitszenarien lauten für den Preispfad A (Preispfad B und C in Klammern) für 2010: 25 €₂₀₀₇/t CO₂ (21; 16), für 2020: 40 (31; 21), für 2030: 52 (36; 24), für 2040: 62 (42; 27) und für 2050: 73 (47; 29). Während im Preispfad C im gesamten Zeitraum von sehr niedrigen CO₂-Preisen ausgegangen wird, nähern sich die CO₂-Preise des

Preispfads A bis 2050 den Werten, die in verschiedenen Untersuchungen als „externe“ (d. h. bisher nicht oder nur unzureichend in betriebswirtschaftliche Kostenrechnungen eingehenden) Kosten der Energieversorgung ermittelt wurden. Der weitaus größte Anteil dieser externen Kosten resultiert aus den zukünftigen Schadenskosten eines ungebremsten Klimawandels (z. B. ~70 €/t CO₂ in [Krewitt/Schlomann 2006]; 85 €/t CO₂ in [Stern 2007], vgl. auch [NEEDS 2009a]).

Die Annahmen zu den CO₂-Preisen in den Szenarien zum Energiekonzept 2010 bewegen sich zwischen 13 €/t (2010) und 50 €/t im Jahr 2050 für das Referenzszenario und 75 €/t in 2050 für die Zielszenarien, entsprechen also etwa den Verläufen der Pfade A und B der Leitszenarien. In der Energieprognose 2009 [EP 2010] wurden die CO₂-Preise modellintern ermittelt. Sie steigen kurzfristig (bis 2015) auf rund 40 €/t₂₀₀₇, um danach bis 2030 wieder auf niedrige Werte um 28 €/t abzusinken. Erst nach 2030 sollen die CO₂-Preise wieder steigen und zwar auf 53 €/t in 2040 und 88 €/t in 2050. Erst dann wären also die geschätzten Kosten des Klimawandels [Krewitt/Schlomann 2006; NEEDS 2009a] vollständig internalisiert.

Werden die CO₂-Preise auf den Brennstoffpreis aufgeschlagen, so zeigt sich, dass die Preisanstiege bei Erdgas überwiegend durch den Brennstoff selbst verursacht sind, während sie bei Steinkohle zum überwiegenden Teil und bei Braunkohle fast ausschließlich durch den Preis für CO₂-Zertifikate bestimmt werden³. Daraus wird klar, dass ein unter Klimaschutzgesichtspunkten fairer Wettbewerb fossiler und erneuerbarer Energietechnologien wesentlich von der Wirksamkeit des zukünftigen Handels mit CO₂-Zertifikaten abhängt. Wird eine Konstellation niedriger fossiler Energiepreise und geringer CO₂-Preise, wie sie die Energieprognose 2009 unterstellt, vorgegeben, ist die zukünftige scheinbare Kostengünstigkeit der fossilen Energieversorgung praktisch „vorprogrammiert.“ Dies lässt sich am Beispiel der Differenzkosten des EE-Ausbaus sehr gut veranschaulichen (siehe dort).

Die Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerke ergibt sich aus obigen Preispfaden der Grenzübergangspreise (Abbildung 2.6). Die Pfade A und B bilden einen Korridor stetig steigender Brennstoffpreise, der in 2050 von einem etwa 1,7-fachen (Pfad B) bis knapp 3-fachen (Pfad A) realen Anstieg gegenüber 2009 ausgeht. Der Korridor schreibt den Anstiegstrend fort, der sich seit etwa 2000 trotz aller Preisschwankungen abzeichnet. Damit erhöhen sich die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke entsprechend. Nach wie vor gehen die Autoren davon aus, dass dieser Korridor repräsentativ für die zukünftig zu erwartende Preisentwicklung fossiler Energien ist. Die Analysen des Öko-Instituts bewegen sich in diesem Korridor im mittleren (Erdgas) bis unteren Bereich (Kohle).

Äußerst zurückhaltend bewegen sich dagegen die Brennstoffpreise für Kraftwerke in den Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung. Bis 2030 ist kaum ein Anstieg festzustellen, erst danach steigen die Werte leicht. Daraus resultieren auch etwa konstante Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke, die lediglich über die Kosten der CO₂-Emissionsrechte einen gewissen Preisanstieg erfahren. Mit der Festlegung nur einer – zudem sehr gering steigenden – Energiepreisentwicklung werden so Relationen der Kosten von Energie aus fossilen Energieträgern zu den Kosten erneuerbarer Energien und zu den Kosten einer weiteren Effizienzsteigerung festgelegt, die in dieser Gewissheit so nicht gegeben sind. Das ist für eine energiepolitisch wichtige Untersuchung eine problematische Ausgangsbasis.

³ Ein CO₂-Preis von 30 €/t verteuert Erdgas um 1,69 €/GJ, Öl um 2,23 €/GJ, Steinkohle um 2,76 €/GJ und Braunkohle um 3,34 €/GJ.

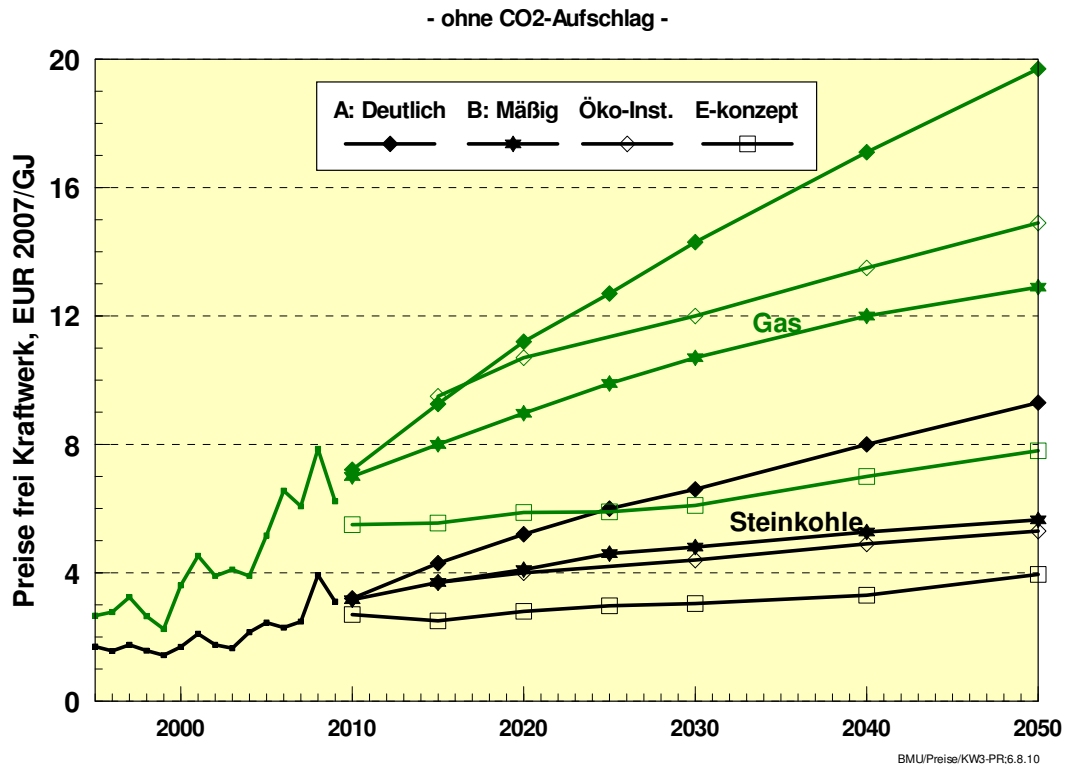


Abbildung 2.6: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Pfade A und B der Basisszenarien im Vergleich zu Angaben des Öko-Instituts [Matthes 2010a] und den Annahmen der Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung [EWI 2010]

2.6 Technisch-ökonomische Charakterisierung zukünftiger Energietechniken

Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über den technisch-ökonomischen Stand und die erwartete Entwicklung der Techniken zur erneuerbaren und fossilen Strom- und Wärmeerzeugung sowie zum Speichern von Strom. Für die Berechnung der Kosten und des Primärenergieverbrauchs der Strom- und Wärmeerzeugung in der Zukunft wurden für die einzelnen Techniken zunächst Referenzanlagen definiert, welche die enorme Bandbreite möglicher Anlagenkonfigurationen zusammenfassen. Für diese Referenzanlagen wurden technisch-ökonomische Entwicklungspfade bis zum Jahr 2050 erarbeitet und für die nachfolgenden Arbeiten festgelegt. Damit liegen detaillierte Eingangsdaten sowohl für den Zubau an installierter Kapazität in den Szenarien als auch für die vertieften Analysen mit den Modellen REMix und SimEE (s. Kapitel 5) vor. Für die Leitstudie 2010 konnten die detaillierten Daten aufgrund der fortlaufenden Bearbeitung nur zum Teil einfließen, für die Leitstudie 2011 werden die Szenarien und Analysen sowohl für die Strom- als auch die Wärmeerzeugung vollständig auf den Daten für die Referenzanlagen beruhen. Die technischen und ökonomischen Daten wurden aus unterschiedlichen Informationsquellen zusammengestellt und die resultierenden Datenblätter einem externen Review unterzogen. Hierzu wurden die Daten den folgenden Instituten/Organisationen verfügbar gemacht und deren Kommentare im weiteren Verlauf berücksichtigt:

- Forschungsnehmer des BMU-Projekts zur „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 65 EEG“ (insbesondere ZSW Stuttgart, Wuppertal Institut, IZES Saarbrücken, Ecofys Berlin, Fraunhofer ISI Karlsruhe)
- Forschungsnehmer der Spartenvorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht: DBFZ Leipzig (Biomasse), IE Leipzig (PV), Wirtschaftsforum Geothermie, Deutsche Windguard, Ing.-Büro Floecksmühle (Wasserkraft)
- Europäische Akademie, Projektgruppe „Energiespeicher und Virtuelle Kraftwerke für die Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung“: insbesondere ISEA RWTH Aachen (Prof. U. Sauer), ESW TU Dortmund (Prof. C. Rehtanz), EWI Köln (Dr. D. Lindenberger)
- Weitere Institute/Organisationen: Fraunhofer ISE Freiburg (PV), DEWI Wilhelmshaven (Wind), ITW Universität Stuttgart (Solarkollektoren), Bundesverband Wärmepumpe

Die im Folgenden dargestellten Datentabellen beziehen sich auf Neuanlagen. Detaillierte Tabellen finden sich für jede Technik im separaten Teilbericht „Datenanhang“. Für die Kostenberechnungen wurde generell eine jährliche Zinsrate von 6 % angenommen. Die Kostenangaben stellen reale Kosten dar, bezogen auf das Jahr 2009.

2.6.1 Techniken zur erneuerbaren Stromerzeugung

Die technischen und ökonomischen Daten für die erneuerbare Stromerzeugung wurden vor allem auf Grundlage der folgenden Datenquellen erstellt:

- Frühere Arbeiten zur Ableitung von Lernkurven und Entwicklungspfaden aus einer Vielzahl von Literaturquellen im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ [BMU 2004], fortgeführt in den Leitstudien für das BMU
- Ergebnisse des integrierten EU-Projekts NEEDS (New Energy Externalities Development for Sustainability) im Stream „Innovative Technologies“ (RS 1a) [NEEDS 2009b]
- Globale Szenarien der Entwicklung spezifischer Kosten von Energietechniken der Internationalen Energieagentur (IEA) Paris [IEA 2009] und [IEA 2010]
- EU27-Szenarien der Entwicklung spezifischer Kosten von Energietechniken vom Europäischen Dachverband für Erneuerbare Energien (EREC) Brüssel [EREC 2010]

Die im Folgenden kurz skizzierte Entwicklung der Märkte und Kostensenkungspotenziale für erneuerbare Techniken basiert auf [BMU 2009b] und [BMU 2010b]. Tabelle 2-5 stellt zusammenfassend die Entwicklungspfade für die wichtigsten Parameter dar.

Fotovoltaik: Der Fotovoltaikmarkt hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten sehr dynamisch entwickelt. Dabei lag die Lernrate ⁴relativ konstant bei etwa 0,8 und die Kosten konnten kontinuierlich signifikant gesenkt werden. Die in Deutschland insgesamt installierte Leistung stieg von 1 MW im Jahr 1990 auf 76 MW im Jahr 2000 und bis auf 9800 MW im Jahr 2009. Zuletzt wurden im Jahr 2009 rund 3800 MW installiert, für das Jahr 2010 werden es deutlich

⁴ Die Lernrate L beschreibt die relative Verringerung der Stückkosten bei der Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge. Wenn z. B. bei einer kumulierten Produktionsmenge von n Einheiten eine Einheit X € kostet, dann wird bei einer kumulierten Menge von 2n eine Stückpreis von $(1-L) * X$ € erwartet.

über 8000 MW Leistungszuwachs sein. Der Markt wird heute überwiegend von monokristallinen (WG 14-18%) und polykristallinen Siliziumzellen (WG 13-16%) sowie Dünnschichtzellen mit geringerer Langzeitstabilität aus amorphem Silizium (WG 8%) dominiert. Zukünftige Dünnschichttechniken aus Gallium-Arsenid (GaAs), Germanium (Ge), Cadmium-Tellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Diselenid (CIS), neue Produktionstechniken mit weniger Materialeinsatz und -verlusten, sowie weitere Steigerungen der Produktionsvolumina der auf Silizium basierten Solarzellen lassen weitere signifikante Modul-Kostenreduktionen in der Zukunft erwarten.

Windkraft Onshore: Der Markt für Onshore-Windanlagen hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten ebenfalls sehr stark entwickelt. Die in Deutschland insgesamt installierte Leistung stieg von 55 MW im Jahr 1990 auf rund 6100 MW im Jahr 2000 und auf 25700 MW im Jahr 2009. Zuletzt wurden im Jahr 2009 rund 1800 MW installiert, der maximale Zubau betrug im Jahr 2002 über 3.200 MW. Moderne Windenergieanlagen haben aufgrund der Nutzung des Auftriebsprinzips Wirkungsgrade von bis zu 50%. Die Erzeugungskosten von Windstrom liegen heute je nach Standort bei 5 bis 12 ct/kWh. Die technische Entwicklung der Windenergieanlagen hat sich in den letzten 20 Jahren vor allem auf die Konstruktion immer größerer Anlagen konzentriert (Durchschnitt Neuanlage 1987 < 50 kW, im Jahr 2008 etwa 1,9 MW), um so die Standorte möglichst optimal ausnutzen zu können und die Stromgestehungskosten zu senken. Heute haben die größten Anlagen eine Nennleistung von 6 MW.

Windkraft Offshore: Der Markt für Offshore-Windanlagen steht noch ganz am Anfang. Im Jahr 2009 wurden in Deutschland mit dem Windpark Alpha Ventus die ersten 12 Windanlagen mit jeweils 5 MW Nennleistung auf See installiert und an das Netz angeschlossen. In ganz Europa wurden bis Ende 2009 insgesamt 830 Offshore-Windanlagen installiert, womit eine Leistung von 2063 MW erreicht wurde [GWEC 2010]. Wegen der bislang geringen Erfahrungen im Offshore-Bereich kann man dort von einem höheren Kostensenkungspotenzial ausgehen als bei Onshore-Anlagen, es wird von einer Lernrate von etwa 0,9 in den nächsten Jahren ausgegangen. Die durchschnittliche Wassertiefe der Neuanlagen im Jahr 2009 lag in ganz Europa bei etwa 11 m, die Wassertiefe der im Bau befindlichen Anlagen liegt bereits bei Tiefen von im Mittel 27 m. Die mittlere Entfernung vom Ufer betrug bei den Neuanlagen im Jahr 2009 etwa 13 km, bei den im Bau befindlichen Anlagen liegt die mittlere Entfernung bereits bei über 28 km [GWEC 2010]. Wegen des im Vergleich zum Festland stärkeren und gleichmäßigeren Windangebots können offshore pro Einheit installierter Leistung bis zu 40 % höhere Stromerträge erzielt werden als onshore. Allerdings entstehen auch deutlich höhere Kosten für die Installationen auf See. Bislang wurden Anlagen mit einer Leistung von bis zu 5 MW auf See installiert, langfristig sind weitaus größere Anlagenleistungen von bis über 15 MW und höhere Rotordurchmesser und Nabenhöhen denkbar, was neben möglichen Kostensenkungen bei der Erschließung, Gründung, Installation und Netzanbindung noch deutlich niedrigere Gestehungskosten erwarten lässt.

Wasserkraft: In Deutschland sind heute etwa 7700 Wasserkraftanlagen in Betrieb, die einen Anteil von 3,5% an der gesamten Stromerzeugung liefern. Die installierte Leistung ist von 4403 MW im Jahr 1990 auf 4760 MW im Jahr 2009 gestiegen. Die Stromgestehungskosten liegen bei großen Anlagen bei 3 bis 10 ct/kWh und bei Kleinwasserkraftwerken bei 10 bis 25 ct/kWh. Die Wasserkraft hat ihr Potenzial bereits weitgehend ausgeschöpft. Durch umfassende Modernisierungsmaßnahmen und ausgewählte Neubauten vor allem im Leistungsbereich < 10 MW wird geschätzt, dass die Strommenge aus Wasserkraft noch um rund 15% gesteigert werden kann. Bei der Speicherwasserkraft wird davon ausgegangen, dass keine

bedeutenden Neuanlagen in Deutschland realisierbar sind. Für die Zukunft wird angenommen, dass die Kosten für Modernisierungen wie für Neuanlagen tendenziell steigen werden, da zur weiteren Erhöhung des Potenzials in der Regel die mit zunehmend höheren Kosten erschließbaren und modernisierbaren Standorte in Betracht kommen.

Solarthermisches Kraftwerk (CSP): Vor 25 Jahren wurden bereits die ersten kommerziellen CSP-Anlagen errichtet und seit dem erfolgreich betrieben. Aber erst vor wenigen Jahren erfuhr die Technik einen neuen Aufschwung und werden zahlreiche neue Anlagen geplant und gebaut. Bis Ende 2009 waren weltweit (USA, Spanien) etwa 600 MW Leistung installiert, bis Ende 2010 sollen bereits über 1000 MW und bei Realisierung aller geplanten Projekte bis 2015 bereits 11000 MW installiert sein [AT Kearney 2010]. Als Referenztechnologie werden heutige Parabolrinnenkraftwerke mit einer möglichen Leistung bis etwa 250 MW und einem Nutzungsgrad von insgesamt 4,5% (erzeugter Strom im Verhältnis zur Sonneneinstrahlung auf die benötigte Gesamtfläche des Kraftwerks) angenommen. Hierbei ist ein konventioneller Dampfturbinenprozess mit Trockenkühlung vorausgesetzt. Die Anlagen können an Standorten mit einer Direktnormalstrahlung (DNI) über 2000 kWh/(m²·a) wirtschaftlich betrieben werden. In Europa liegen solche Standorte mit sehr begrenztem Flächenpotenzial vor allem in Süd-Spanien, die größten für Europa über Stromimport nutzbaren Potenziale liegen in Nord-Afrika und im Mittleren Osten. Die Installation eines Hochtemperatur-Wärmespeichers ermöglicht eine höhere Auslastung der Kraftwerke bis hin zum Grundlastbetrieb. Heute liegen die Stromgestehungskosten bei 15 bis 22 ct/kWh, zukünftig können sie deutlich unter 10 ct/kWh fallen. Signifikante Kostensenkungen werden beim Solarkollektorfeld und den Wärmespeichern erwartet.

Geothermie: Auch die geothermische Stromerzeugung steht noch ganz am Anfang. Bis Ende 2009 wurden in Deutschland 6,6 MW Leistung installiert, größtenteils in den Jahren 2007 und 2008. Dementsprechend können auf der technischen Seite noch sehr große Kostensenkungen erwartet werden. Allerdings entstehen die Kosten der Tiefengeothermie zu einem großen Anteil durch die Bohrungen, bei denen die Kosten nicht oder nur gering gesenkt werden können. In Deutschland liegt das bisher gefundene Temperaturmaximum bei 170 °C in 4,5 km Tiefe. Zur Stromerzeugung bei niedrigen Temperaturen werden sogenannte ORC-Turbinen (Organic Rankine Cycle) eingesetzt. Der elektrische Wirkungsgrad einer solchen Anlage hängt von der Temperatur der nutzbaren Gesteinmassen ab. Bei zunehmender Temperatur von 90 °C bis 260 °C nimmt der Wirkungsgrad von 10% auf bis zu 14% zu, dabei steigt die elektrische Leistung bezogen auf das nutzbare Gesteinsvolumen von 14 auf 113 kW/km³ stark an. Die Nutzung der Restwärme aus der Stromerzeugung kann meist nur über ein Nahwärmenetz erfolgen. Eine zunehmende Verbreitung von Nahwärmenetzen ist deshalb aus Kostengründen eine wesentliche Voraussetzung für die technische Erschließung des Potenzials der Geothermie.

Biomasse: Zur Stromerzeugung aus Biomasse (ohne biogener Anteil des Abfalls) waren 1990 etwa 85 MW installiert, im Jahr 2000 knapp 580 MW und im Jahr 2009 rund 4500 MW. Waldholz (aus Restholz aus Walddurchforstungen und schnell wachsende Hölzer aus Kurzumtriebsplantagen) sowie Altholz sind die wichtigsten Brennstoffe für Biomassekraftwerke, die Leistungen bis etwa 20 MW haben können. In den heutigen Anlagen wird die Biomasse in der Regel verbrannt und damit eine Dampfturbine betrieben. Zukünftig sind für kleinere Anlagen insbesondere unter 1 MW auch andere Konzepte wie der Einsatz eines Stirlingmotors oder der ORC-Technik möglich, um auch bei dieser Leistungsklasse einen befriedigenden elektrischen Wirkungsgrad zu erreichen. Für Anlagen im MW-

Leistungsbereich verspricht die Vergasung von Biomasse und die Nutzung in Blockheizkraftwerken (BHKW), Gasturbinen oder Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD) eine Verstromung mit höheren elektrischen Wirkungsgraden. Als Biogasanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung kommen kleinere dezentrale Anlagen insbesondere zur Versorgung von Nahwärmenetzen in Frage. Blockheizkraftwerke (BHKW) gibt es in unterschiedlichen Leistungsklassen von wenigen kW Leistung mit einem elektrischen Nutzungsgrad von etwa 25% bis zu Anlagen im MW-Bereich mit bis zu 40% Nutzungsgrad. Als Referenztechnologie wurden stromgeführte Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 150 kW bis zu 5 MW angenommen. Pflanzenöle werden vorwiegend in Blockheizkraftwerken (BHKW) verwendet, es gibt Anlagen in vielen Leistungsbereichen, von kleinen Anlagen im Haushaltbereich mit wenigen kW, bis Anlagen im MW-Bereich. Als Kraftstoff wird vor allem Rapsöl oder auch Palmöl eingesetzt. Der elektrische Nutzungsgrad von Pflanzenöl-BHKW liegt im Bereich der Biogas-BHKW. Die Verstromung der Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erhöht die Effizienz erheblich, es können dadurch Gesamtnutzungsgrade von über 90% erreicht werden. Große Potenziale zur Kostensenkung werden vor allem bei neueren Techniken wie ORC und Biomassevergasung gesehen.

Tabelle 2-5: Entwicklung technisch-ökonomischer Kenngrößen für erneuerbare Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang)

| PV | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---------------------------------------------|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Performance Ratio | % | 0,810 | 0,810 | 0,815 | 0,819 | 0,828 | 0,837 | 0,847 |
| spezifischer Ertrag | kWh/kW _{p,a} | 909 | 908 | 912 | 916 | 925 | 935 | 946 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre) | | | | | | | | |
| spezifische Investition | €/kW _p | 3151 | 2729 | 1903 | 1203 | 994 | 937 | 903 |
| fixe Betriebskosten (1 % Invest./a) | €/kW _{p,a} | 31,5 | 27,3 | 19,0 | 12,0 | 9,9 | 9,4 | 9,0 |
| Stromgestehungskosten | ct/kWh | 33,7 | 29,2 | 20,3 | 12,8 | 10,4 | 9,7 | 9,3 |
| Windkraft Onshore | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| mittlere Leistung Anlage | kW _{el} | 1900 | 1950 | 2650 | 3400 | 4400 | 5000 | 5500 |
| mittlere Ausnutzung | h/a | 2050 | 2050 | 2100 | 2200 | 2350 | 2450 | 2550 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 18 Jahre) | | | | | | | | |
| spezifische Investition | €/kW _{el} | 1320 | 1320 | 1180 | 1030 | 980 | 940 | 900 |
| fixe Betriebskosten (4 % Invest./a) | €/kW _{el,a} | 52,8 | 52,8 | 47,2 | 41,2 | 39,2 | 37,6 | 36,0 |
| Stromgestehungskosten | ct/kWh | 8,5 | 8,5 | 7,4 | 6,2 | 5,5 | 5,1 | 4,7 |
| Windkraft Offshore | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| mittlere Leistung Anlage | kW _{el} | 4500 | 4500 | 5750 | 7000 | 8000 | 10000 | 12000 |
| mittlere Ausnutzung | h/a | 3200 | 3200 | 3500 | 3700 | 3800 | 3850 | 3900 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 18 Jahre) | | | | | | | | |
| spezifische Investition | €/kW _{el} | 3500 | 3300 | 2625 | 2100 | 1800 | 1500 | 1300 |
| fixe Betriebskosten (5,5 % Invest./a) | €/kW _{el,a} | 192,5 | 181,5 | 144,4 | 115,5 | 99,0 | 82,5 | 71,5 |
| Stromgestehungskosten | ct/kWh | 16,1 | 15,2 | 11,1 | 8,4 | 7,0 | 5,7 | 4,9 |

| | | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------|----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Wasserkraft | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| mittlere Leistung Anlage | kW _{el} | 11972 | 11972 | 10700 | 10348 | 10144 | 9940 | 9982 |
| mittlere Ausnutzung | h/a | 5495 | 5495 | 5494 | 5516 | 5541 | 5566 | 5593 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 30 Jahre) | | | | | | | | |
| spezifische Investition | €/kW _{el} | 2730 | 2730 | 2838 | 2961 | 3182 | 3323 | 3497 |
| fixe Betriebskosten (5,5 % Invest./a) | €/kW _{el,a} | 136,5 | 136,5 | 141,9 | 148,1 | 159,1 | 166,2 | 174,9 |
| Stromgestehungskosten | ct/kWh | 6,2 | 6,2 | 6,4 | 6,7 | 7,1 | 7,4 | 7,7 |
| CSP – solarthermisches Kraftwerk | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| mittlere Leistung Anlage | MW _{el} | | 20 | 50 | 75 | 100 | 150 | 200 |
| mittlere Ausnutzung | h/a | | 6500 | 6500 | 6500 | 6500 | 6500 | 6500 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre) | | | | | | | | |
| spezifische Investition (mit 12 h Speicherkapazität) | €/kW _{el} | | 4628 | 4032 | 3435 | 2813 | 2599 | 2505 |
| fixe Betriebskosten (2,5 % Invest./a) | €/kW _{el,a} | | 115,7 | 100,8 | 85,9 | 70,3 | 65,0 | 62,6 |
| Stromgestehungskosten | ct/kWh | | 12,8 | 10,8 | 8,9 | 7,1 | 6,4 | 6,1 |
| Geothermie | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| mittlere Leistung Anlage | kW _{el} | 1200 | 1200 | 2385 | 3545 | 4040 | 4510 | 3770 |
| mittlere Ausnutzung elektr. | h/a | 6100 | 6100 | 6100 | 6430 | 6595 | 6620 | 6645 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre) | | | | | | | | |
| spezifische Investition | €/kW _{el} | 12500 | 12350 | 10920 | 10458 | 9310 | 8375 | 7275 |
| fixe Betriebskosten (3,6 – 3,4 % Invest./a) | €/kW _{el,a} | 450 | 445 | 394 | 370 | 326 | 291 | 250 |
| Stromgestehungskosten | ct/kWh | 23,8 | 23,5 | 20,6 | 18,5 | 15,4 | 12,8 | 9,0 |
| Biomasse fest (500 kW bis 20 MW) | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Wirkungsgrad elektrisch | % | 23,0 | 22,9 | 23,8 | 24,5 | 26,4 | 27,7 | 28,8 |
| mittlere Ausnutzung elektr. | h/a | 7030 | 7020 | 6980 | 6950 | 6830 | 6765 | 6725 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre) | | | | | | | | |
| spezifische Investition | €/kW _{el} | 3405 | 3408 | 3377 | 3327 | 3333 | 3281 | 3196 |
| Brennstoffkosten | €/GJ | 5,6 | 5,8 | 6,1 | 6,4 | 6,7 | 7,2 | 7,8 |
| fixe Betriebskosten (6,2-6,5 % Invest./a) | €/kW _{el,a} | 224 | 226 | 224 | 221 | 224 | 221 | 216 |
| Stromgestehungskosten | ct/kWh | 11,4 | 11,8 | 11,8 | 11,9 | 11,5 | 11,5 | 11,1 |
| Biogas (15 kW bis 5 MW) | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Wirkungsgrad elektrisch | % | 37,5 | 37,5 | 38,1 | 39,3 | 40,0 | 40,3 | 40,5 |
| mittlere Ausnutzung elektr. | h/a | 7655 | 7655 | 7631 | 7610 | 7548 | 7487 | 7430 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre) | | | | | | | | |
| spezifische Investition | €/kW _{el} | 3616 | 3584 | 3404 | 3211 | 3080 | 2950 | 2858 |
| Brennstoffkosten | €/GJ | 6,0 | 6,0 | 6,6 | 7,1 | 7,3 | 7,4 | 7,5 |
| fixe Betriebskosten (6,5 % Invest./a) | €/kW _{el,a} | 235 | 233 | 220 | 206 | 194 | 183 | 175 |
| Stromgestehungskosten | ct/kWh | 11,4 | 11,3 | 11,4 | 11,2 | 10,9 | 10,5 | 10,1 |
| Pflanzenöl (5 kW bis 5 MW) | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Wirkungsgrad elektrisch | % | 37,5 | 37,5 | 38,0 | 38,5 | 39,0 | 39,5 | 40,0 |
| mittlere Ausnutzung elektr. | h/a | 5500 | 5500 | 5500 | 5500 | 5500 | 5500 | 5500 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre) | | | | | | | | |
| spezifische Investition | €/kW _{el} | 1955 | 1955 | 1858 | 1760 | 1685 | 1610 | 1585 |
| Brennstoffkosten | €/GJ | 16,8 | 16,8 | 17,4 | 17,9 | 19,1 | 20,1 | 21,1 |
| fixe Betriebskosten (4,7 % Invest./a) | €/kW _{el,a} | 93 | 93 | 89 | 84 | 80 | 77 | 76 |
| Stromgestehungskosten | ct/kWh | 15,9 | 15,9 | 15,8 | 15,8 | 16,2 | 16,3 | 16,3 |

2.6.2 Techniken zur fossilen Stromerzeugung

Die technischen und ökonomischen Daten für die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken basieren auf einer Vielzahl verschiedener Datenquellen. Dabei ist die Abschätzung zukünftiger Entwicklungen mit hohen Unsicherheiten verbunden. Die Informationen in den unterschiedlichen Datenquellen weichen teilweise stark voneinander ab, vor allem bei noch nicht marktreifen Techniken wie z. B. CCS. Deshalb sind zunächst die grundsätzlichen Unterschiede zwischen den Techniken herausgearbeitet. Datenquellen die unter anderem ausgewertet wurden sind: [Konstantin 2007, TU-München 2005, Germanwatch 2009, BMU 2005a, RECCS 2007, Grimm 2007, FfE 2008]. Die Auswahl in diesem Kapitel wurde auf Neuanlagen für Kondensationskraftwerke (KW) beschränkt. Insgesamt wurden die folgenden unterschiedlichen Techniken betrachtet, deren Daten sich im separaten Datenanhang befinden:

- Dampf-KW; IGCC-KW (Integrated Gasification Combined Cycle) und IGCC-CCS-KW (Carbon Dioxide Capture and Storage) – für Braun- und Steinkohle
- GuD-KW (Gas- und Dampf-Kombikraftwerk), GuD-CCS-KW, Gasturbinen – für Erdgas

Tabelle 2-6: Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für die konventionelle Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang)

| Braunkohle – Dampfkraftwerk | | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------------------------------------------|---------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| durchschnittliche Nennleistung | MW _{el} | 1100 | 1100 | 1100 | 1100 | 1100 | 1100 |
| Wirkungsgrad, netto | % | 43,0 | 43,9 | 46,8 | 49,1 | 49,1 | 49,1 |
| CO ₂ -Emissionen | g/kWh _{el} | 878 | 859 | 807 | 768 | 768 | 768 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre, Zinssatz 6%, 5000 VLS) | | | | | | | |
| Spezifische Investitionen | €/kW | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 |
| Stromgestehungskosten Preispfad A | ct/kWh | 6,3 | 7,1 | 7,5 | 8,4 | 9,3 | 10,3 |
| Stromgestehungskosten Preispfad B | ct/kWh | 5,9 | 6,4 | 6,7 | 7,0 | 7,5 | 8,0 |
| Steinkohle – Dampfkraftwerk | | 2009 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| durchschnittliche Nennleistung | MW _{el} | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| Wirkungsgrad, netto | % | 45,8 | 47,2 | 50,0 | 50,9 | 50,9 | 50,9 |
| CO ₂ -Emissionen | g/kWh _{el} | 676 | 656 | 620 | 609 | 609 | 609 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre, Zinssatz 6%, 5000 VLS) | | | | | | | |
| Spezifische Investitionen | €/kW | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 |
| Stromgestehungskosten Preispfad A | ct/kWh | 7,6 | 8,7 | 9,4 | 10,9 | 12,6 | 14,3 |
| Stromgestehungskosten Preispfad B | ct/kWh | 7,0 | 7,6 | 7,9 | 8,5 | 9,2 | 9,8 |
| Erdgas-GuD-Kraftwerk | | 2009 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| durchschnittliche Nennleistung | MW _{el} | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Wirkungsgrad, netto | % | 58,1 | 59,1 | 60,1 | 62,1 | 62,1 | 62,1 |
| CO ₂ -Emissionen | g/kWh _{el} | 342 | 336 | 330 | 320 | 320 | 320 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre, Zinssatz 6%, 5000 VLS) | | | | | | | |
| Spezifische Investitionen | €/kW | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| Stromgestehungskosten Preispfad A | ct/kWh | 7,3 | 8,6 | 9,7 | 11,7 | 13,7 | 15,6 |
| Stromgestehungskosten Preispfad B | ct/kWh | 6,4 | 7,4 | 8,0 | 9,0 | 10,0 | 10,7 |

CCS – Carbon Dioxide Capture and Storage

Parallel zu einem notwendigen EE-Ausbau wird auch der Verfügbarkeit der CCS-Technik zur Abtrennung und unterirdischen Speicherung von CO₂ eine hohe Bedeutung beigemessen. Neben offenen Fragen der Nachhaltigkeit und Akzeptanz der CO₂-Speicherung ist diese Technik aus energiewirtschaftlicher Sicht in Deutschland zu hinterfragen. Eine prognostizierte Marktreife im Zeitraum von 2025 bis 2035 und nachgezogene Markteinführung kann zu spät sein, um in Deutschland nennenswerte Beiträge zum Klimaschutz zu erbringen [WBGU 2010]. In Deutschland ist es ungewiss, ob zu diesem Zeitpunkt noch neue Kohlekraftwerke in nennenswertem Umfang gebaut werden, da die Auslastung konventioneller Kraftwerke mit zunehmenden EE-Anteilen stark sinkt. Dadurch dürften sich kostenintensive CCS-Kraftwerke vermutlich nicht mehr amortisieren. Des Weiteren kommt für Altanlagen in der Regel eine Nachrüstung aus technischen oder ökonomischen Gründen ebenfalls nicht infrage. Zudem kann der hohe Eigenstromverbrauch zu relativ hohen Betriebskosten führen. Aus diesen technisch-ökonomischen Gründen wird der Einsatz von CCS-Kraftwerken ab 2030 voraussichtlich nicht lohnend sein. Der einzige verbleibende Grund für die CCS-Technik ist dann ihre Entwicklung für den Export [RECCS 2007, Germanwatch 2009].

Flexible Gaskraftwerke

Der Ausbau der Erneuerbaren basiert vorrangig auf fluktuierender Wind- und Sonnenenergie und stellt hohe Anforderungen an den zukünftigen konventionellen Kraftwerkspark. Technisch-ökonomische Anforderungen bestehen zum einen im Abfahren extremer Gradienten, welche vorrangig durch die PV-Einspeisung verursacht werden (s. Kap. 5). Durch die zunehmende Bedeutung der Wind- und PV-Leistungsprognose und dem anhaftenden Prognosefehler bei der Kraftwerkseinsatzplanung bedarf es Kraftwerke mit geringen Anfahrkosten und einer hohen Teillastflexibilität. Durch die geringe Ausnutzung der konventionellen Kraftwerke sind langfristig Backup-Kraftwerke mit geringen Investitionskosten gefragt. Gaskraftwerke erfüllen diese Anforderung und haben die höchste Tauglichkeit zur EE-Integration. Die kurz- bis mittelfristige Konkurrenzfähigkeit gegenüber Kohlekraftwerken hängt dagegen stark von der Entwicklung der CO₂-Zertifikatekosten im Verhältnis zu den Brennstoffkosten ab.

2.6.3 Techniken zur Stromspeicherung

Die technisch-ökonomischen Daten für die Techniken zur Stromspeicherung basieren ebenfalls auf einer Vielzahl verschiedener Datenquellen. Aufgrund der Dynamik der Forschung ist die weitere Entwicklung mit hohen Unsicherheiten behaftet. Deshalb wird lediglich eine Entwicklung bis 2020 mit den Perspektiven in Bandbreiten angegeben. Die folgenden Datenquellen wurden u. a. ausgewertet: [Grotogino/Donadei 2009, dena 2008, Gatzert 2008, Grimm 2007, SANDIA 2008, Sauer 2009, TAB 2008, VDE 2009].

Die betrachteten Techniken sind im Bereich der Kurzzeitspeicher (Minuten, Stunden, Tage) vorrangig dezentrale Batteriespeicher, und zentrale Großspeicher wie Pumpspeicherwerke und adiabate Druckluftspeicher. Trotz der Literaturbandbreiten heben sich Großspeicher mit deutlichen Kostenvorteilen gegenüber anderen Kurzzeitspeichern ab, weshalb sich die weiteren Analysen dieser Studie auf diese Techniken beschränken. Im Bereich der Langzeitspeicher (Wochen, Monate, Saison) ist aus nationaler Sicht lediglich die Nutzung der chemischen Energieträger Wasserstoff oder Methan möglich (vgl. Kap. 4). International wird die Erweiterung der bestehenden norwegischen Speicherwasserkapazitäten durch Pumpspeichern diskutiert. Da derzeit eine Umsetzung und die damit verbundenen Kosten noch nicht

absehbar sind, wurde diese Option zunächst nicht in die Datenbasis aufgenommen. Ausführlichere Betrachtungen zum möglichen Einsatzpotenzial der Speichertechniken finden sich in Kapitel 4.

Im weiteren Sinne können auch bestimmte verschiebbare Lasten und verlagerbare Erzeugungskapazitäten als Speicher betrachtet werden. Durch den Einsatz von Wärme- oder Kältespeichern sowie Gasspeichern kann der Stromverbrauch bzw. die Einspeisung im Zeitbereich von Tagesspeichern flexibilisiert werden. Hierbei ist elementar, dass alle Energienetze (Strom, Wärme, Gas) miteinander verbunden sind und miteinander kommunizieren (Smart Grids für alle leitungsgebundene Energieübertragung). Der begrenzte Speichereffekt zeigt sich im Vergleich des unregelmäßigen mit dem geregelten Last- bzw. Erzeugungsgang. Die Stromverlagerungskosten (volkswirtschaftliche Mehrkosten) dieser Techniken liegen im Allgemeinen unter den Kosten für elektrische Speicher.

Tabelle 2-7: Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für Kurzzeitspeicher (Mittelwerte für Neuanlagen, detaillierte Angaben im Datenanhang)

| Redox-Flow-Batterie | | 2010 | 2020 |
|-----------------------------------------------------------------------|--------|-------------|-------------|
| Spezifische Speicherkapazität (bezogen auf die Erzeugungsleistung) | h | 6 | 6 |
| Wirkungsgrad | % | 70 | 80 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 20/30 Jahre, Zinssatz 6%, 1500 VLS) | | | |
| spezifische Investitionen (bezogen auf die Erzeugungsleistung) | €/kW | 3400 | 2200 |
| Stromverlagerungskosten (System-Mehrkosten) | ct/kWh | 25,5 | 16,3 |
| Pumpspeicherwerk | | 2010 | 2020 |
| Spezifische Speicherkapazität (bezogen auf die Erzeugungsleistung) | h | 6 | 6 |
| Wirkungsgrad | % | 80 | 80 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 35 Jahre, Zinssatz 6%, 1500 VLS) | | | |
| spezifische Investitionen (bezogen auf die Erzeugungsleistung) | €/kW | 700 | 700 |
| Stromverlagerungskosten (System-Mehrkosten) | ct/kWh | 5,1 | 5,6 |
| Diabate/Adiabate Druckluftspeicher (2010/2020) | | 2010 | 2020 |
| Spezifische Speicherkapazität (bezogen auf die Erzeugungsleistung) | h | 6 | 6 |
| Wirkungsgrad | % | 53 | 70 |
| Kosten (Abschreibungsdauer 30 Jahre, Zinssatz 6%, 1500 VLS) | | | |
| spezifische Investitionen (bezogen auf die Erzeugungsleistung) | €/kW | 720 | 830 |
| Stromverlagerungskosten (System-Mehrkosten) | ct/kWh | 8,1 | 7,4 |

2.6.4 Techniken zur Wärmeerzeugung

Auch für die Simulation der Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme sowie von Warmwasser in den Szenarien wurden zunächst Referenztechniken zur Wärmeerzeugung definiert und technisch-ökonomische Kenndaten festgelegt. Hierbei wurde zwischen neun verschiedenen Technik- bzw. Brennstoffklassen unterschieden (Öl-, Gas-, Kohle-, Müll-, Biomassefeuerungen, Elektroheizungen, Wärmepumpen, Solarthermie sowie tiefe Geothermie). Für diese Klassen wurde zudem nach der Heizleistung unterschieden, entsprechend der unterschiedlichen simulierten Einsatzbereiche:

- Heizleistung < 25 kW: Raumwärme und Warmwasser in Ein- und Zwei-Familienhäusern
- Heizleistung 25-50 kW: Raumwärme und Warmwasser in Apartmenthäusern
- Heizleistung 50-100 kW: Raumwärme und Warmwasser sowie Prozesswärme im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)
- Heizleistung 100-500 kW: Raumwärme und Warmwasser für Industrieanlagen
- Heizleistung 0,5-5 MW: Prozesswärme für Industrieanlagen, Nahwärme
- Heizleistung > 5 MW: Prozesswärme für Industrieanlagen, Fernwärme

Nicht für jede Technik-/Brennstoffklasse wurden Referenzsysteme für alle sechs Leistungsklassen definiert. So wurde z. B. die Müllverbrennung nur in der Leistungsklasse > 5 MW berücksichtigt. Eine Sonderrolle nimmt die Solarthermie ein, für die anstelle der Leistungsklassen Größenklassen bzgl. der installierten Fläche definiert wurden. Tabelle 2-8 gibt einen Überblick über alle definierten Referenzsysteme.

Tabelle 2-8: Übersicht über die charakterisierten Referenzsysteme zur Wärmeerzeugung

- | | |
|------------------------|---------------------------------------|
| ▪ Gas < 25 kW | ▪ Öl < 25 kW |
| ▪ Gas 25-50 kW | ▪ Öl 25-50 kW |
| ▪ Gas 50-100 kW | ▪ Öl 50-100 kW |
| ▪ Gas 100-500 kW | ▪ Öl 100-500 kW |
| ▪ Gas 0.5-5 MW | ▪ Öl 0.5-5 MW |
| ▪ Gas > 5 MW | ▪ Öl > 5 MW |
| ▪ Kohle < 25 kW | ▪ Strom Einzelöfen |
| ▪ Kohle 25-50 kW | ▪ Strom < 50 kW |
| ▪ Kohle 50-100 kW | ▪ Strom 50-500 kW |
| ▪ Kohle 100-500 kW | ▪ Strom > 500 kW |
| ▪ Kohle 0.5-5 MW | |
| ▪ Kohle > 5 MW | ▪ Müll (biogen & nicht-biogen) > 5 MW |
| ▪ Biomasse < 25 kW | ▪ Solarthermie < 20 m ² |
| ▪ Biomasse 25-50 kW | ▪ Solarthermie < 100 m ² |
| ▪ Biomasse 50-500 kW | ▪ Solarthermie < 5000 m ² |
| ▪ Biomasse > 500 kW | ▪ Solarthermie > 5000 m ² |
| ▪ Biomasse > 500 kW | |
| ▪ Wärmepumpe < 25 kW | ▪ tiefe Geothermie |
| ▪ Wärmepumpe 25-100 kW | ▪ Nahwärmenetz |
| ▪ Wärmepumpe > 100 kW | |

Die technischen und ökonomischen Daten für die fossile und erneuerbare Wärmeerzeugung wurden vor allem auf Grundlage der folgenden Datenquellen erstellt:

- Evaluierung von Maßnahmen zur Förderung der Wärmegestehung aus erneuerbaren Energien im Rahmen des Marktanzreizprogrammes (MAP) 2004 – 2009 [Langniß et al. 2006, Böhnisch et al. 2007, Nast et al. 2009]
- Szenario-Analysen zum aktuellen Stand und zum Ausbaupotenzial der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vereinigten Königreich von Großbritannien und Irland [NERA 2009]
- Langfristszenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland (Leitszenario 2009, [BMU 2009a])

Diese Studien analysieren in der Regel nur den aktuellen Markt bzw. die vergangene Entwicklung der technisch-ökonomischen Kenndaten. Die Fortschreibung der Kenndaten für die einzelnen Techniken und Leistungsklassen über den gesamten Zeitraum der Szenarien basiert auf eigenen Abschätzungen, die in den folgenden Abschnitten näher erläutert werden. Für einige der betrachteten Wärmeerzeugungstechniken konnten keine Kenndaten recherchiert werden (Müllverbrennung, Kohlekessel > 50 kW). In diesen Fällen wurden die entsprechenden Daten anhand von Plausibilitätsüberlegungen geschätzt. Große Unsicherheiten der Kenndaten sind in diesen Fällen unvermeidlich.

Gas-, Öl- und Kohlekessel, elektrische Stromerzeugung: Für die technisch ausgereiften und seit langer Zeit auf dem Markt etablierten Techniken zur Wärmeerzeugung aus Gas, Öl, Kohle und Elektrizität wird bis 2050 nur eine leichte Steigerung des Nutzungsgrades um wenige Prozentpunkte erwartet. Potenziale zur weiteren Kostenreduktion sind relativ gering, u. a. wegen tendenziell rückläufiger Produktionszahlen (zugunsten regenerativer Techniken) und steigenden Rohstoffpreisen. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass sich die Investitionskosten dieser „klassischen“ Techniken zur Wärmeerzeugung bis 2050 ähnlich entwickeln werden, wie die Investitionskosten vergleichbarer Techniken zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern (s. o.), d. h. dass von einer Reduktion der spezifischen Investitionen (reale Preise) von ca. 10% bis 2050 ausgegangen werden kann.

Wärmenutzung in Müllverbrennungsanlagen: Technisch-ökonomische Kenndaten für die Wärmeerzeugung in Müllverbrennungsanlagen konnten nicht recherchiert werden. Der Wirkungsgrad von Müllverbrennungsanlagen orientiert sich am Wirkungsgrad von kohlegefeuerten Fernwärmewerken, wohingegen angenommen wurde, dass die spezifischen Investitionen 50% über denen für öl- und gasgefeuerten Heizwerken liegen.

Biomassekessel: Zurzeit dominieren in Deutschland Klein- und Kleinstanlagen bei der Nutzung biogener Festbrennstoffe zur Wärmeerzeugung. Insbesondere Einzelheizungen für Ein- und Mehrfamilienhäuser, die mit Holzpellets befeuert werden, erlebten einen deutlichen Aufschwung in den letzten Jahren [BMU 2009b]. Biomasseheizwerke auf Basis von Pellets, Hackschnitzeln, Stroh etc. spielen zurzeit noch eine geringe Rolle für die Wärmeversorgung in Deutschland, im Gegensatz zu z. B. Österreich. Daher ist zu erwarten, dass der Marktanteil von Biomasseheizwerken an der Wärmeversorgung in den kommenden Jahrzehnten deutlich erhöht werden kann. Klein- und Kleinstanlagen – auch mit Brennwertnutzung – scheinen technisch weitgehend ausgereift zu sein, so dass nur eine geringe Steigerung des Wirkungsgrades bis zum Jahr 2050 erwartet werden kann, zumal durch zunehmend bessere Wärmedämmung sowohl im Bestand als auch bei Neubauten der Anteil der relativ ineffizien-

ten Warmwasserbereitung am gesamten Energiebedarf für Warmwasser und Raumwärme in Wohngebäuden zunehmen wird. Anders als für konventionelle Feuerungsanlagen besteht allerdings für Kleinstanlagen bis hin zu Biomasseheizwerken noch ein bedeutendes Potenzial zur Ausweitung der Marktanteile, so dass mit moderaten bis deutlichen Lerneffekten – insbesondere bei Biomasseheizwerken – und einer damit verbundenen Reduktion der spezifischen Investitionen (in realen Preisen) bis 2050 gerechnet wird.

Solarthermie: Die in Deutschland installierte Fläche solarthermischer Anlagen ist seit Beginn der 1990er Jahre von ca. 300.000 m² bis 2009 auf nahezu 13 Mio. m² und damit um nahezu den Faktor 40 angestiegen, mit stetig steigender Tendenz [BMU 2010b]. Während zu Beginn der 2000er Jahre noch Solarthermie-Anlagen zur Warmwasserbereitung dominierten, werden heute schon mehr Kombianlagen zur Bereitung von Warmwasser und zur Heizungsunterstützung installiert [BMU 2010b]. Für die Zukunft ist mit einem weiteren deutlichen Anstieg der installierten Fläche an Solarkollektoren zu rechnen, insbesondere für Kombianlagen bis hin zu großen solarthermischen Nahwärmeanlagen mit saisonalem Speicher. In allen Fällen ist insbesondere in den nächsten 10 bis 15 Jahren noch mit deutlichen Effizienzsteigerungen und Kostenreduktionen zu rechnen.

Wärmepumpen: Nach einem kurzen Boom Anfang der 1980er-Jahre stagnierte der Absatz von Wärmepumpen in Deutschland auf niedrigem Niveau bis zur Jahrtausendwende. Seit dem hat der Absatz von Wärmepumpen wieder deutlich zugenommen. Der Marktanteil von Wärmepumpen im Neubau stieg von wenigen Prozent im Jahr 2000 auf über 20% im Jahr 2008 [BWP 2009]. Dabei dominieren aerothermische und geothermische Wärmepumpen zu etwa gleichen Teilen den Markt; der Absatz von hydrothermischen Wärmepumpen ist gering. Durch technische Weiterentwicklung, aber insbesondere auch durch Fortschritte bei der Installation und Wartung kann bis 2050 noch mit einer deutlichen Steigerung der Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen gerechnet werden. Allerdings ist zu erwarten, dass die bislang hohen relativen Marktanteile an geothermischen Wärmepumpen sich zugunsten aerothermischer Wärmepumpen mit prinzipiell schlechterer Effizienz verschieben werden [BWP 2009], so dass die Zunahme der Effizienz im Mittel über alle installierte Wärmepumpen moderater ausfallen wird. Eine steigende Marktdurchdringung mit entsprechenden Lerneffekten lassen eine deutliche Abnahme der spezifischen Investitionen für Wärmepumpen insbesondere in den nächsten 10 bis 15 Jahren erwarten.

(tiefe) Geothermie in Nahwärmenetzen: Geothermische (Nah-)Wärme trägt zurzeit nicht nennenswert zur Wärmeversorgung in Deutschland bei [BMU 2010b]. Für die kommenden Jahrzehnte ist jedoch mit einem deutlichen Ausbau der aus tiefer Geothermie gespeisten Nahwärmeversorgung zu rechnen [BMU 2010d]. Die ohnehin hohe Effizienz geothermischer Anlagen (ohne Berücksichtigung von Netzverlusten) wird nicht mehr wesentlich gesteigert werden. Trotz zunehmender Anlagenzahl kann nicht mit einer deutlichen Abnahme der spezifischen Investitionskosten in den nächsten Jahrzehnten gerechnet werden, da für die Kosten der Bohrung, die die gesamten Investitionskosten dominieren, kein deutlicher Rückgang erwartet werden kann.

Nah- und Fernwärmenetze: Für die Wärmeversorgung über Nah- und Fernwärmenetzen muss mit zusätzlichen Leitungsverlusten von Wärme gerechnet werden. Ebenso müssen Kosten für den Ausbau der Wärmenetze mit berücksichtigt werden. Aufgrund unterschiedlicher Anschlussdichten und daraus resultierenden Leistungsdichten und erforderlichen Netzlängen unterscheiden sich sowohl Leitungsverluste als auch die spezifischen Investitionskosten

ten signifikant zwischen ländlichen und städtischen Gegenden. Im Rahmen dieser Studie wurden für diese Größen gemittelte Erfahrungswerte aus dem ländlichen und städtischen Raum verwendet.

Die detaillierten Daten für die Einzeltechniken sind im separaten Datenanhang dokumentiert. An dieser Stelle (Tabelle 2-9) werden nur exemplarisch Einzeltechniken hervorgehoben (Öl-, Gas- und Biomassekessel, Wärmepumpe, Solarthermieanlage), der Vergleichbarkeit halber für dieselbe Leistungsklasse (Heizleistung <25kW).

Tabelle 2-9: Technisch-ökonomische Kenndaten für Anlagen zur fossilen und regenerativen Wärmeerzeugung für Neuanlagen, hier exemplarisch für Anlagen für kleine Wohngebäude

| Gas-Brennwertkessel < 25 kW | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| thermischer Wirkungsgrad ⁵ | - | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,91 | 0,91 | 0,92 | 0,92 |
| Volllaststunden | h/a | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 |
| spezifische Investition ⁶ | €/kW _N | 724 | 724 | 717 | 710 | 688 | 674 | 652 |
| fixe Betriebskosten | €/(kW _N · a) | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 |
| Öl-Brennwertkessel < 25kW | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| thermischer Wirkungsgrad ⁵ | - | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,86 | 0,86 | 0,87 | 0,87 |
| Volllaststunden | h/a | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 |
| spezifische Investition ⁶ | €/kW _N | 789 | 789 | 781 | 773 | 750 | 734 | 710 |
| fixe Betriebskosten | €/(kW _N · a) | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Pellets-Brennwertkessel < 25kW | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| thermischer Wirkungsgrad ⁵ | - | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,81 | 0,81 | 0,82 | 0,82 |
| Volllaststunden | h/a | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 |
| spezifische Investition ⁶ | €/kW _N | 1585 | 1580 | 1554 | 1529 | 1461 | 1376 | 1325 |
| fixe Betriebskosten | €/(kW _N · a) | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 |
| Luft-Wasser-Wärmepumpe < 25kW | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Jahresarbeitszahl ⁷ | - | 2,7 | 2,74 | 2,91 | 3,09 | 3,45 | 3,80 | 3,80 |
| Volllaststunden | h/a | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 |
| spezifische Investition ⁶ | €/kW _N | 1634 | 1588 | 1287 | 1059 | 974 | 912 | 874 |
| fixe Betriebskosten | €/(kW _N · a) | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 4,9 |
| Solarthermie-Anlage⁸ < 100 m² | | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Performance Ratio ⁹ | % | 0,20 | 0,20 | 0,22 | 0,23 | 0,24 | 0,24 | 0,25 |
| Nutzenergie ¹⁰ | kWh _{th} /(m ² · a) | 220 | 220 | 237 | 253 | 264 | 264 | 275 |
| spezifische Investition ⁶ | €/m ² | 470 | 470 | 345 | 320 | 305 | 290 | 275 |
| fixe Betriebskosten | €/(m ² · a) | 9,4 | 9,4 | 6,9 | 3,2 | 3,1 | 2,9 | 2,8 |

⁵ thermischer Wirkungsgrad: Verhältnis Nutzenergie zu Heizwert des Energieträgers

⁶ Abschreibungsdauer: 20 Jahre, Zinssatz: 6%, kW_N: Nennleistung

⁷ Jahresarbeitszahl: Verhältnis der Jahresmenge der erzeugten Nutzwärme zur Jahresmenge der verbrauchten (elektrischen) Arbeit

⁸ zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser, einschließlich Wärmespeicher, solarer Deckungsgrad 25%

⁹ Verhältnis von Einstrahlung in Modulebene zu Nutzenergie (unter Berücksichtigung von Speicher- und Leitungsverlusten)

¹⁰ angenommene Einstrahlung in Modulebene: 1100 kWh/(m² · a)

3 Beschreibung der Basisszenarien 2010

3.1 Endenergie- und Primärenergieverbrauch und -struktur sowie CO₂- und THG-Emissionen

3.1.1 Übersicht über die gesamte Energieversorgung

Betrachtet man das gesamte Energieversorgungssystem im Basisszenario 2010 A bis 2050, so zeigen sich vor allem beträchtliche Veränderungen im Umwandlungsbereich (Abbildung 3.1). Die heute hohen Umwandlungs- und Verteilungsverluste (mit 3660 PJ/a in 2009 rund 27% des Primärenergieverbrauchs), die zu 78% auf die thermischen Verluste der Stromerzeugung zurückzuführen sind, reduzieren sich – insbesondere nach 2020 – deutlich und belaufen sich in 2050 noch auf 1090 PJ/a. Wesentliche Ursache dafür ist der weitgehende Rückgang von Kondensationskraftwerken an der Stromerzeugung. Ihr Anteil sinkt von derzeit 75% (fossil und nuklear) bis 2020 auf noch 47% und auf 20% bis 2030. Im Jahr 2050 ist Kondensationsstrom nur noch aus flexiblen Gaskraftwerken zur Bereitstellung gesicherter Leistung von Bedeutung, was aber mengenmäßig nicht ins Gewicht fällt. Fossil gefeuerte Kraftwerke werden hauptsächlich in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt, deren Beitrag bis 2030 um 65% steigt. Der Hauptbeitrag wird jedoch von EE erbracht (Berechnung nach Wirkungsgradmethode) bei insgesamt zurückgehendem Stromverbrauch. Die Effizienzsteigerung bei (neuen) fossilen Kraftwerken spielt im Vergleich dazu nur eine relativ geringe Rolle. Diese Entwicklung trägt – neben den Effizienzsteigerungen der Energienutzung bei den Verbrauchern – zu einem deutlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs bei.

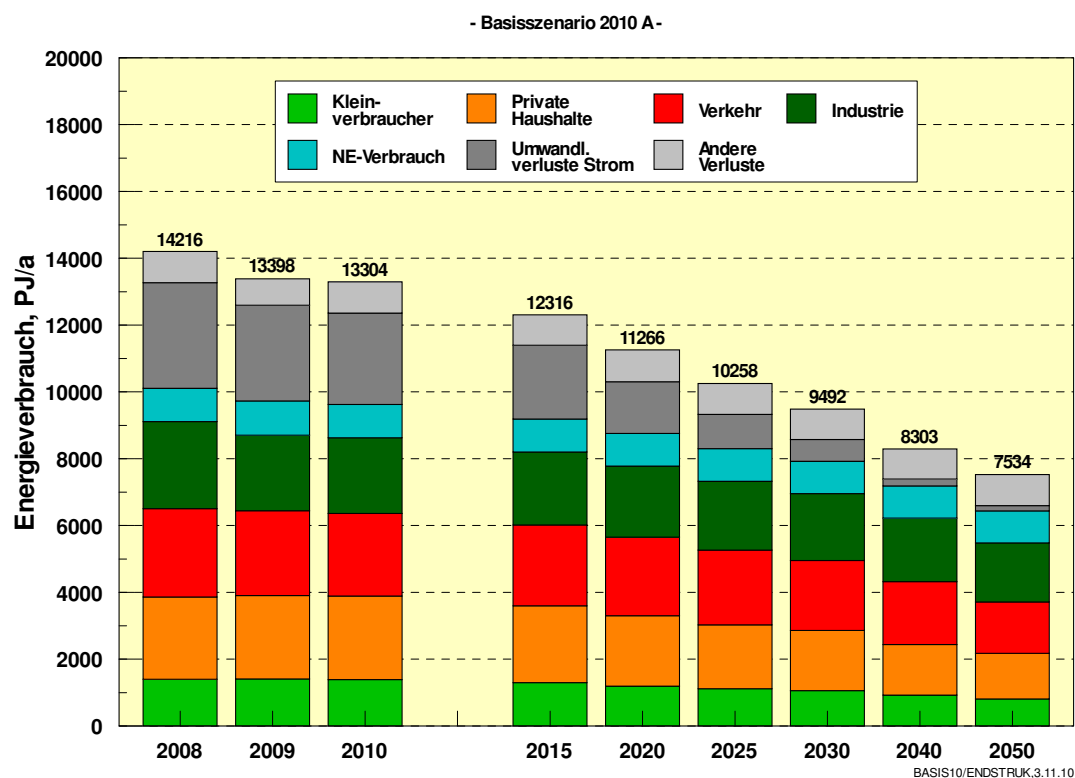


Abbildung 3.1: Entwicklung des End- und Primärenergieverbrauchs im Basisszenario 2010 A bis 2050 (vgl. auch Abbildung 2.1)

Die Höhe der „Anderen Verluste“, die heute aus der Bereitstellung und Verteilung von Mineralölprodukten, Erdgas und Strom resultieren, bleibt in etwa konstant, weil Verluste bei wachsender Biomassebereitstellung und längerfristig bei der Wasserstoff- bzw. Methanbereitstellung aus EE die zurückgehenden Verluste bei Mineralöl und Erdgas kompensieren. Der Primärenergieverbrauch im Basisszenario 2010 A sinkt bis 2020 auf 84% des 2009er Niveaus und bis 2050 auf 56%.

Am Rückgang der Endenergie um rund 1060 PJ/a (bzw. -12%) zwischen 2009 (temperaturbereinigter Wert) und 2020 sind in absoluten Werten die privaten Haushalte mit 480 PJ/a am stärksten beteiligt. Es folgen die Kleinverbraucher (Handel, Gewerbe, Dienstleistungen) mit 245 PJ/a, der Verkehr mit 190 PJ/a und schließlich die Industrie mit 145 PJ/a. Längerfristig wirkt sich insbesondere die unterstellte vollständige Sanierung des Gebäudebestands bis 2050 stark verbrauchsmindernd aus. Im Vergleich zu einer Reduktion des gesamten Endenergieverbrauchs bis 2050 um 38% (gegenüber 2009) sinkt der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte um 47% und derjenige der Kleinverbraucher um 44%.

Im Jahr 2050 werden mit 3406 PJ/a noch 32% der heutigen Menge fossiler Energien benötigt. Dies sind zu etwa gleichen Teilen Mineralöl und Erdgas; Kohle wird kaum noch benötigt (Abbildung 3.2). Damit verringert sich auch die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung deutlich. Die importierte Energiemenge belief sich im Jahr 2009 auf 9640 PJ/a, die Importquote lag bei 72% [AGEB 2010]. Importiert werden derzeit 72% der Steinkohle, 98% des Mineralöls, 79% des Erdgases und 100% des Urans. Bis 2020 verringert sich die Importmenge (bei 100%-igem Import von Öl, 90%-igem Import von Erdgas und 80%-igem Import von Steinkohle) bereits auf 7565 PJ/a. Die Importquote sinkt insgesamt auf 67%.

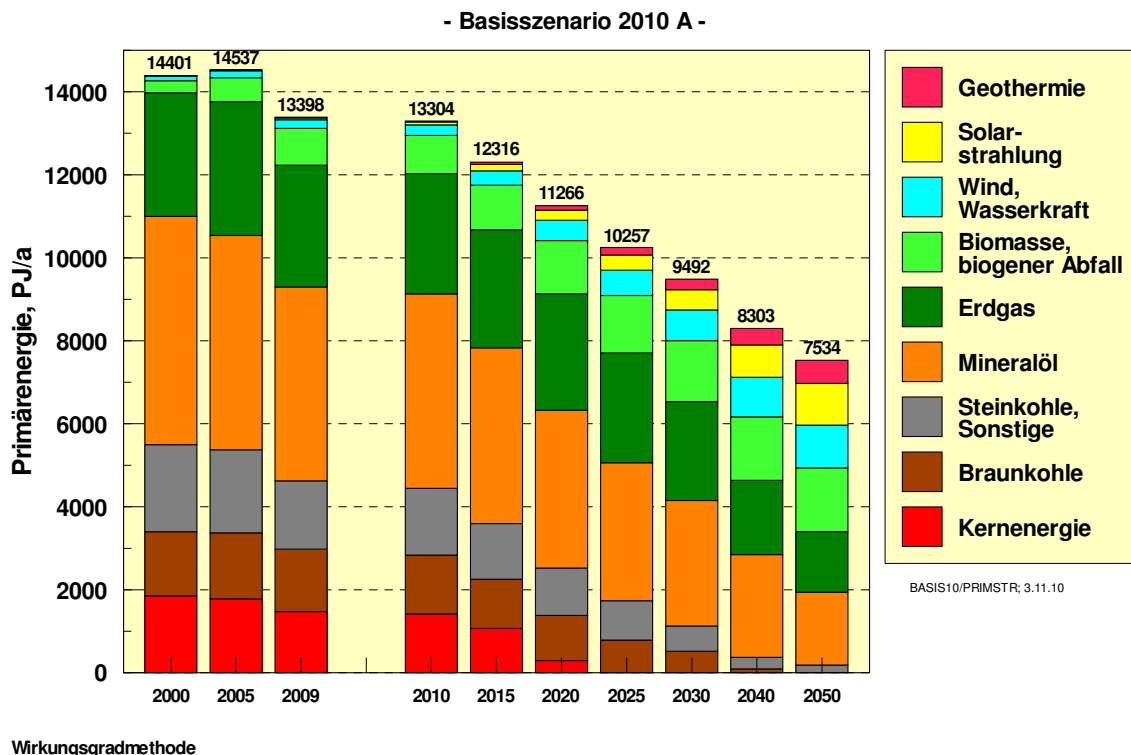


Abbildung 3.2: Struktur des Primärenergieeinsatzes im Basisszenario 2010 A bis 2050

Nach 2020 erfolgt ein weiterer deutlicher Rückgang der Energieträgerimporte. Im Jahr 2050 werden mit 3387 PJ/a fossilem Energieimport noch 35% der heutigen Menge importiert, was dann einer Importquote von 45% entspricht. Hinzu kommt ein importierter Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund (ggf. auch in Verbindung mit Nordafrika und Osteuropa) in Höhe von 445 PJ/a (entsprechend 124 TWh/a Strom). Die gesamte Importquote beträgt somit 52%. Der Beitrag der importierten EE am Gesamtverbrauch ist mit 6% gering und kann als eine eher erwünschte, da politisch stabilisierende internationale Kooperation angesehen werden [BMU 2006]. Der Rückgang der fossilen Energien geschieht unterschiedlich rasch. Im Jahr 2030 werden nur noch 36% der Steinkohle und 34% der Braunkohle, aber noch 65% des Mineralöls und 81% des Erdgases von 2009 benötigt. Damit ist eine deutliche Verringerung der Kohlenstoffintensität des fossilen Beitrags verbunden.

Von besonderem Interesse ist die Höhe und die Struktur des Erdgasverbrauchs (Abbildung 3.3). Ein langfristig stabiler Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung und dort insbesondere in der effizienten KWK ist ein wichtiger Bestandteil einer wirksamen Reduktionsstrategie von CO₂. Damit sich längerfristig trotzdem ein deutlicher Rückgang der Erdgasnachfrage einstellt, muss zeitgleich das Einsparpotenzial von Erdgas im Wärmebereich ausgeschöpft werden. Derzeit werden 65% des Erdgases zur direkten Wärmeerzeugung eingesetzt, 40% allein für Raumheizung und Warmwasser. Der Einsatz in Kraftwerken und KWK-Anlagen beläuft sich mit 860 PJ/a auf lediglich 29%. Der Ausbau der KWK und der zukünftige Bedarf von Gas für GuD-Kraftwerke lassen den Erdgasverbrauch bis 2025 nur gering sinken, da bis dahin auch noch erhebliche Mengen im Raumwärmebereich eingesetzt werden. Ab 2040 wird Erdgas bis auf den Bedarf in Gasturbinen und GuD-Kraftwerken vorwiegend nur noch in KWK-Anlagen und im industriellen Prozesswärmebereich eingesetzt. Im Jahr 2050 hat sich der Erdgasbedarf gegenüber heute etwa halbiert.

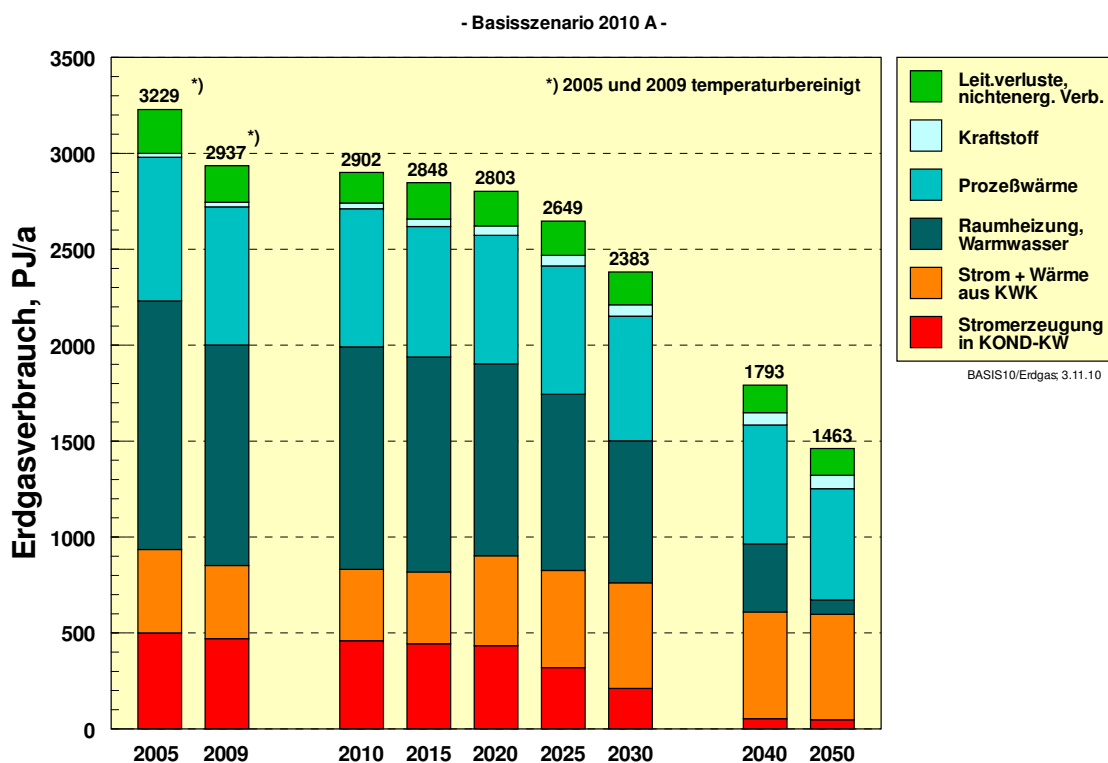


Abbildung 3.3: Entwicklung des Erdgasverbrauchs und seiner Struktur im Basisszenario 2010 A

Zwischen 1990 und 2009 wurden die energiebedingten CO₂-Emissionen um rund 25% reduziert und beliefen sich im Jahr 2009 auf 748 Mio. t CO₂/a (temperaturbereinigt). Im Basisszenario 2010 A werden bis 2050 gegenüber 2009 weitere 596 Mio. t CO₂/a vermieden (Abbildung 3.4). Dargestellt sind die Summenwerte aus beiden Strategieelementen, der weiteren Effizienzsteigerung und dem EE-Ausbau. Die Wirkung beider wird benötigt, um rechtzeitig und dauerhaft eine klimaschonende Energieversorgung zu schaffen. Wegen der notwendigen Kompensation des Kernenergieerückbaus ist die (Netto-) Reduktion im Strombereich zunächst begrenzt; sie summiert sich bis 2020 auf 71 Mio. t CO₂/a. Es tritt in der Gesamtbilanz von Effizienzsteigerung, KWK-Ausbau und EE-Ausbau aber trotzdem eine merkliche Verringerung der CO₂-Emissionen im Stromsektor auf. Von der zwischen 2009 und 2020 erreichten gesamten CO₂-Reduktion in Höhe von 163 Mio. t/a bewirkt der Wärmesektor 67 Mio. t/a und der Verkehrssektor 25 Mio. t CO₂/a. Damit werden im Jahr 2020 noch 585 Mio. t CO₂/a emittiert, die relative Minderung gegenüber 1990 liegt bei 41,5%.

Nach 2020 nimmt die CO₂-Minderung im Stromsektor rasch weiter zu und stellt im Jahr 2050 mit 261 Mio. t CO₂/a den höchsten Beitrag vor der CO₂-Vermeidung im Wärmesektor mit 215 Mio. t CO₂/a. Wegen des Kernenergieerückbaus und der damit einhergehenden relativ langsamen Reduktion der CO₂-Emissionen im Stromsektor ist die CO₂-Reduktion im Wärmesektor mittelfristig von großer Bedeutung für das Erreichen des Zwischenziels 2020. Der Beitrag des Verkehrssektors erreicht bis 2050 einen Wert von 120 Mio. t/a. Im Jahr 2050 werden mit 152 Mio. t CO₂/a noch 15% der Emissionen des Jahres 1990 verursacht.

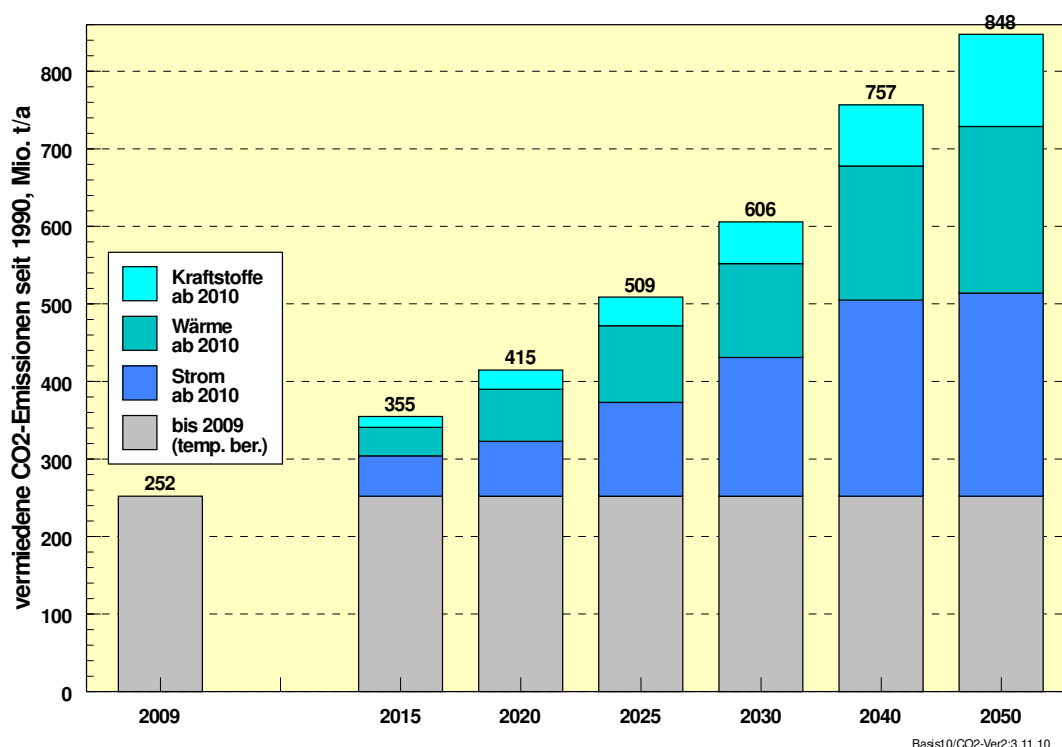
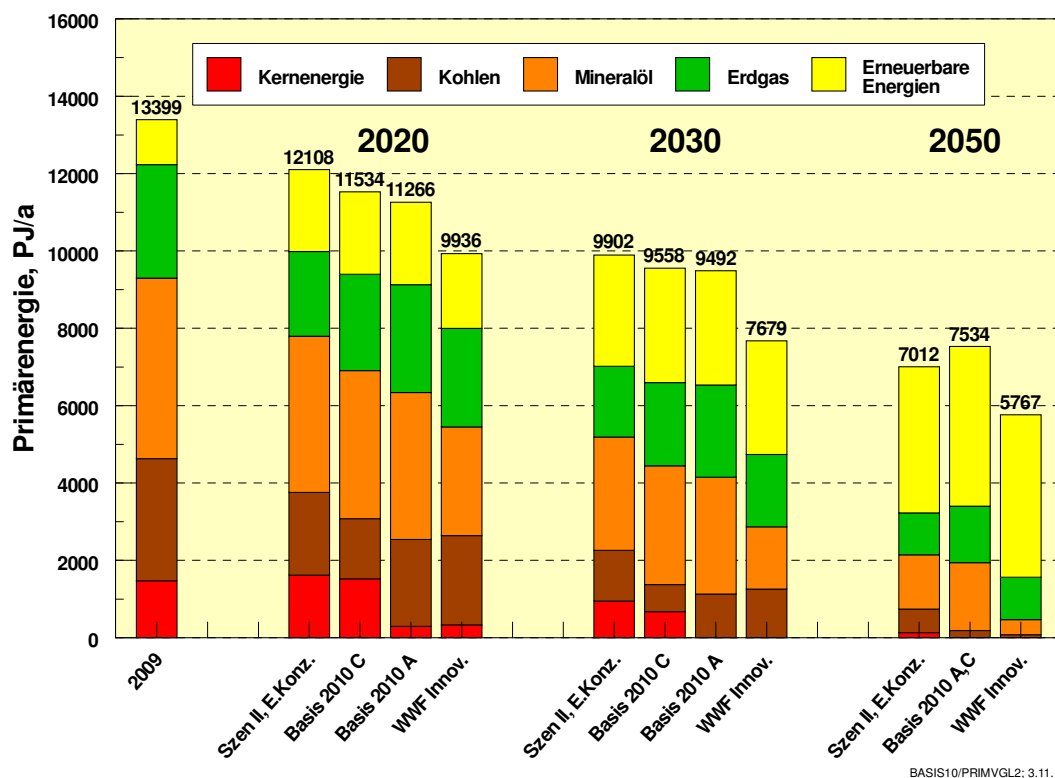


Abbildung 3.4: Vermiedene CO₂-Emissionen ab 2010 im Basisszenario 2010 A nach Nutzungsbereichen und Sockel der zwischen 1990 und 2009 vermiedenen Emissionen

Die gesamten Treibhausgasemissionen (1990: 1211 Mio. t CO_{2eq}/a; 2009: 905 Mio. t CO_{2eq}/a, einschl. LULUCF¹¹) verringern sich bis 2020 gegenüber 1990 um ebenfalls 41%. Dabei ist eine Reduktion der übrigen Treibhausgase (hauptsächlich Methan und Lachgas) entsprechend den Annahmen in [WWF 2009] unterstellt worden. Bis 2050 gelingt im Basis-szenario 2010 A eine Reduktion um 81% auf insgesamt 233 Mio. t CO_{2eq}/a.

Zur Einordnung des Basisszenarios 2010 A und des Basisszenarios 2010 C erfolgt ein Vergleich mit anderen aktuellen Szenarien anhand des Primärenergieverbrauchs (Abbildung 3.5). Dabei handelt es sich zum einen um das Szenario II A für das Energiekonzept der Bundesregierung [EWI 2010] und zum andern um das Szenario „Innovation“ von Prognos für WWF [WWF 2009], das noch über die Basisszenarien hinausgehende strukturelle Veränderungen und sehr deutliche Erfolge bei der Steigerung der Energieeffizienz unterstellt. Zwei Szenarien berücksichtigen die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um 12 Jahre, die zwei anderen Szenarien gehen von der bisherigen Ausstiegsvereinbarung aus. Alle Szenarien legen ein sehr ähnliches wirtschaftliches Wachstum zugrunde.



BASIS10/PRIMVGL2; 3.11.10

Abbildung 3.5: Primärenergieverbrauch verschiedener aktueller Szenarien im Vergleich

Alle Szenarien zeigen eine Tendenz zur stetigen Verringerung des Energieverbrauchs. Die Basisszenarien 2010 schöpfen längerfristig die technischen und strukturellen Effizienz-Potenziale nicht voll aus. Das Szenario II A für das Energiekonzept und insbesondere das Szenario WWF-Innovativ gehen hierbei etwas weiter. Sehr ähnlich ist der erwartete Ausbau der EE. Er liegt im Jahr 2030 bei ca. 3000 PJ/a und im Jahr 2050 bei ca. 4200 PJ/a. Das liegt im Wesentlichen an der in allen Szenarien angestrebten Erfüllung der Zielvorgaben für

¹¹ LULUCF = CO₂-Emissionen durch Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft; 1990 = - 20 Mio. t CO₂/a; 2009 = +25 Mio. t/a [UBA 2010b]

den EE-Ausbau, die sich wiederum an den Zubaupfaden der früheren Leitszenarien orientieren. Vergleicht man die Primärenergiestruktur der Szenarien mit Laufzeitverlängerung, so setzt das Szenario II A für das Energiekonzept stärker auf Kohle, während im Basisszenario 2010 C von einem stärkeren Einsatz von Erdgas ausgeht. Dahinter stehen unterschiedliche Strategien in der Stromversorgung. Der im Basisszenario 2010 A angenommene bisherige Ausstiegsplan für die Kernenergie führt in 2020 und 2030 zu einer weiteren Erhöhung sowohl des Erdgaseinsatzes als auch des Kohleinsatzes im Vergleich zum Basisszenario 2010 C.

3.1.2 Beitrag der erneuerbaren Energien

Im Basisszenario 2010 A erreichen die EE im Jahr 2020 einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 19% (Wirkungsgradmethode), bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch beträgt ihr Anteil 22%. Nach 2020 beginnen die EE sich in ihrer Gesamtheit zur dominierenden Energiequelle zu entwickeln. Ihr Primärenergieanteil steigt auf 31% im Jahr 2030 und beläuft sich 2050 auf knapp 55%. Ihr Anteil am Endenergieverbrauch liegt jeweils höher. Im Jahr 2030 kommt bereits ein Drittel der Endenergie aus EE, 2050 sind es 62%¹².

Die einzelnen Einsatzbereiche tragen in unterschiedlichem Maße zum Anteil der EE an der Energieversorgung bei, mit einer deutlichen Führerschaft im Strombereich (Tabelle 3-1). Im Jahr 2020 decken die EE 40% des Bruttostromverbrauchs (bzw. ca. 46% des Endenergieverbrauchs an Strom), 18,1% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 10,3% des gesamten Kraftstoffbedarfs (bzw. 12,7% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr). Noch vor dem Jahr 2030 wird ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 50% überschritten. Bis 2050 ist der Umbau der Energieversorgung schon weit fortgeschritten. Strom wird dann zu 86% (Bruttostromverbrauch) bzw. 92% (Endenergie) aus EE bereitgestellt. Fossile Kraftwerke übernehmen dann nur noch Reserve- und Regelungsaufgaben. Im Wärmebereich wird gut die Hälfte der Nachfrage mit EE gedeckt. Auch im Verkehr ist der Beitrag der EE mit 42% des Kraftstoffbedarfs (bzw. 57% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr) bereits beträchtlich.

Anhand der vermiedenen CO₂-Emissionen kann in Verbindung mit Abbildung 3.4 die jeweilige Bedeutung der Teilstrategien „Effizienz“ und „EE-Ausbau“ am Klimaschutz abgeleitet werden. Mit kleinen Abweichungen ist ihr Beitrag etwa gleichgewichtig. In der Gesamtbilanz werden im Jahr 2050 durch EE rund 411 Mio. t CO₂/a im Vergleich zu 1990 vermieden, mittels Effizienzsteigerung wird eine Emissionsminderung von 436 Mio. t CO₂/a erreicht.

Die deutliche Effizienzsteigerung des gesamten Energieumsatzes erleichtert es auch, das durch die neue EU-Richtlinie zum Ausbau der EE für Deutschland vorgegebene Ziel eines Anteils von 18% am Bruttoendenergieverbrauch des Jahres 2020 mit 21% zu übertreffen. Da die Strategie der Effizienzsteigerung auch nach 2020 weitergeführt wird (die Energieproduktivität in 2050 liegt dann beim knapp Vierfachen des Wertes von 1990), wird der weitere Anstieg der EE-Anteile auch von der Seite der Energienachfrage maßgeblich gestützt. Würde z. B. die Energieproduktivität bis 2020 durchschnittlich nur wie bisher mit 1,8%/a steigen, säne der Primärenergieanteil der EE in 2020 um etwa 1,5 Prozentpunkte.

¹² Die europäischen EE-Ausbauziele werden auf den Bruttoendenergieverbrauch bezogen (vgl. Fußnote zur Tabelle) und sind jeweils um den Faktor 1,039 geringer als die EE-Anteile am Endenergieverbrauch.

Tabelle 3-1: Eckdaten des Basisszenarios 2010 A, speziell Beiträge und Anteile der EE

| | 2008*) | 2009*) | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14216 | 13398 | 13304 | 11266 | 9492 | 8303 | 7534 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 2957 | 3661 | 4128 |
| Anteil EE an PEV, % | 8,1 | 8,7 | 9,5 | 18,9 | 31,2 | 44,1 | 54,8 |
| Endenergie, PJ/a | 9098 | 8714 | 8630 | 7783 | 6958 | 6228 | 5485 |
| Endenergie EE, PJ/a | 841 | 876 | 945 | 1710 | 2411 | 3021 | 3418 |
| Anteil EE an EEV, % | 9,2 | 10,1 | 11,0 | 22,0 | 34,6 | 48,5 | 62,3 |
| Anteil EE an BEEV **), % | 8,9 | 9,7 | 10,6 | 21,2 | 33,3 | 46,7 | 60,0 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1906 | 1793 | 1822 | 1728 | 1667 | 1670 | 1678 |
| Strom Endenergie EE, PJ/a | 335 | 341 | 373 | 793 | 1167 | 1488 | 1546 |
| Anteil EE, % | 17,6 | 19,0 | 20,5 | 45,9 | 70,0 | 89,1 | 92,1 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4606 | 4435 | 4391 | 3787 | 3316 | 2822 | 2450 |
| Wärme Endenergie EE, PJ/a | 374 | 414 | 434 | 684 | 919 | 1125 | 1298 |
| Anteil EE, % | 8,1 | 9,3 | 9,9 | 18,1 | 27,7 | 39,9 | 53,0 |
| Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2589 | 2486 | 2417 | 2268 | 1975 | 1735 | 1358 |
| Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a | 132 | 121 | 138 | 233 | 325 | 408 | 574 |
| Anteil EE, % | 5,1 | 4,9 | 5,7 | 10,3 | 16,5 | 23,5 | 42,3 |
| Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾ | 615 | 582 | 594 | 567 | 558 | 587 | 645 |
| EE-Stromerzeugung, TWh/a | 93,3 | 94,8 | 108 | 227 | 361 | 485 | 556 |
| Anteil EE, % | 15,2 | 16,3 | 18,2 | 40,0 | 64,7 | 82,6 | 86,2 |
| Primärenergie, PJ/a | 14216 | 13398 | 13304 | 11266 | 9492 | 8303 | 7534 |
| Erneuerbare Energien | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 2957 | 3661 | 4128 |
| Mineralöl | 4905 | 4670 | 4686 | 3806 | 3022 | 2476 | 1756 |
| Kohlen ⁵⁾ | 3483 | 3156 | 3028 | 2230 | 1130 | 373 | 187 |
| Erdgas, Erdöl, Grubengas | 3058 | 2937 | 2902 | 2803 | 2383 | 1793 | 1463 |
| Fossile Energien, gesamt | 11446 | 10763 | 10616 | 8839 | 6535 | 4643 | 3407 |
| Kernenergie | 1623 | 1472 | 1418 | 295 | 0 | 0 | 0 |
| CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a | 797 | 739 | 729 | 585 | 394 | 243 | 152 |
| Verringerung seit 1990, % ⁶⁾ | 20,3 | 26,1 | 27,1 | 41,5 | 60,6 | 75,7 | 84,8 |
| Durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a | 109 | 110 | 119 | 217 | 291 | 379 | 411 |
| THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁷⁾ | 988 | 905 | 893 | 710 | 498 | 336 | 233 |
| Verringerung seit 1990, % | 18,4 | 25,3 | 26,3 | 41,4 | 58,9 | 72,3 | 80,7 |

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode

²⁾ nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung

³⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁴⁾ Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschließlich Verbrauch für H₂

⁵⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossiles Stromimportsaldo (ohne EE-Import)

⁶⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁷⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

*) Datenstand: Ende August 2010. Von BMU/AGEE-Stat danach veröffentlichte Angaben zu den EE (vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) können aufgrund ihrer lfd. Aktualisierung hiervon abweichen.

**) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken

Abbildung 3.6 zeigt, dass das Basisszenario 2010 A die deutlichen Wachstumstendenzen der EE seit Anfang des Jahrhunderts unvermindert weiterführt. Bis 2020 verdoppelt sich ihr Beitrag zur Endenergie gegenüber 2009 nahezu auf 1710 PJ/a. Bis 2030 steigt der EE-Beitrag auf das 2,8-fache (2411 PJ/a); im Jahr 2050 wird mit 3418 PJ/a die vierfache Energiemenge im Vergleich zu 2009 aus EE bereitgestellt. Der dominierende Beitrag der Biomasse (2009 = 70%, einschl. biogener Siedlungsabfälle) bleibt auf absehbare Zeit noch bestehen. Im Jahr 2020 beträgt ihr Anteil noch 53%, im Jahr 2030 noch 43%. Danach sind aber ihre Potenziale ausgeschöpft, ihr relativer Beitrag sinkt bis zum Jahr 2050 auf 32%, wobei aber ihr absoluter Beitrag mit 1060 PJ/a noch immer über den einzelnen Beiträgen aller anderen Energiequellen liegt. Die Windenergie steigert ihren Beitrag stetig und erreicht im Jahr 2030 mit 700 PJ/a Endenergie einen relativen Anteil von 29%. Mit rund 1000 PJ/a hält sie diesen Anteil auch im Jahr 2050 und schließt damit auch zur Biomasse auf.

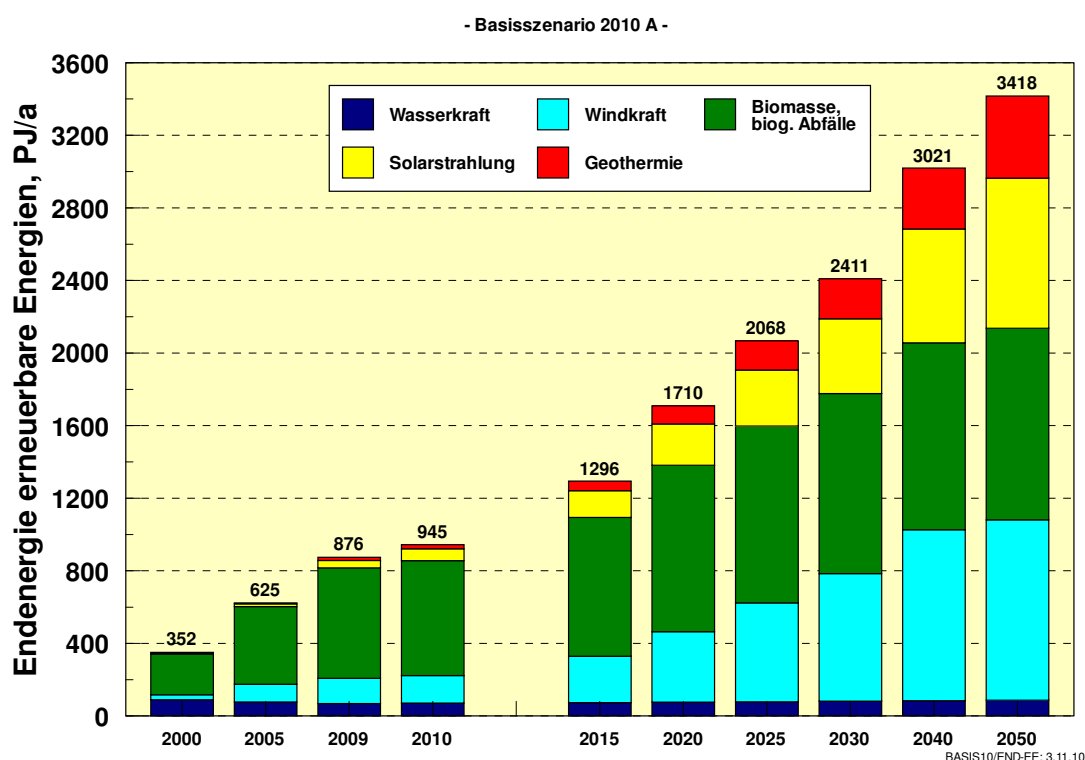


Abbildung 3.6: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A nach Energiequellen bis zum Jahr 2050

Längerfristig übernimmt vor allem die Solarstrahlung (Fotovoltaik, Solarkollektoren, Solarstrom aus dem europäischen Verbund) die Wachstumsdynamik. Während ihr relativer Beitrag derzeit mit 5% noch sehr gering ist, kommt sie im Jahr 2030 mit dann 410 PJ/a bereits auf 17%. Im Jahr 2050 ist ihr Beitrag mit dem der Windenergie vergleichbar. Der Beitrag der Geothermie (einschließlich Wärmepumpen) beläuft sich im Jahr 2020 mit 100 PJ/a auf 6% und steigt bis 2050 auf 13%. Damit sind ihre Potenziale aber noch nicht ausgeschöpft. Im Jahr 2050 tragen die verschiedenen EE-Quellen sehr viel ausgewogener zum Energie-Mix bei, als dies heute mit der Dominanz der Biomasse (bezogen auf die gesamte Endenergie) der Fall ist. Blickt man jedoch perspektivisch in die zweite Hälfte des Jahrhunderts und geht von weiter wachsenden Anteilen der EE aus, wird nach 2050 im Wesentlichen die Solar-

strahlung – überwiegend in Form solaren Stroms, der dann auch in andere Nutzungsformen überführt werden muss – das weitere Wachstum der Erneuerbaren tragen.

3.1.3 Exkurs: Potenzial und Einsatzstruktur der Biomasse

Das Energieangebot natürlicher Energieströme hat naturgemäß eine geringe flächenspezifische Energiedichte. Wesentliches Kennzeichen der meisten Nutzungstechniken der EE ist daher ihre flächenhafte Ausdehnung. Die Größe der erforderlichen Anlagen wird bestimmt durch den Wirkungsgrad bei der Umwandlung natürlicher Energieformen in nutzbare Energiearten, wie Elektrizität, Wärme unterschiedlicher Temperatur, sowie Brenn- und Kraftstoffe. Während theoretische Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade relativ hoch sein können, ist der für die Praxis relevante Nutzungsgrad meist im Laufe eines technischen und ökonomischen Optimierungsprozesses entstanden und liegt deutlich unter der theoretisch möglichen Grenze. Für die Nutzung von Biomasse ist der Wirkungsgrad der Photosynthese der für die flächenspezifische Energieausbeute maßgebende Faktor. Typische jährliche flächenspezifische Energieerträge von EE-Techniken sind in Abbildung 3.7 zusammengestellt.

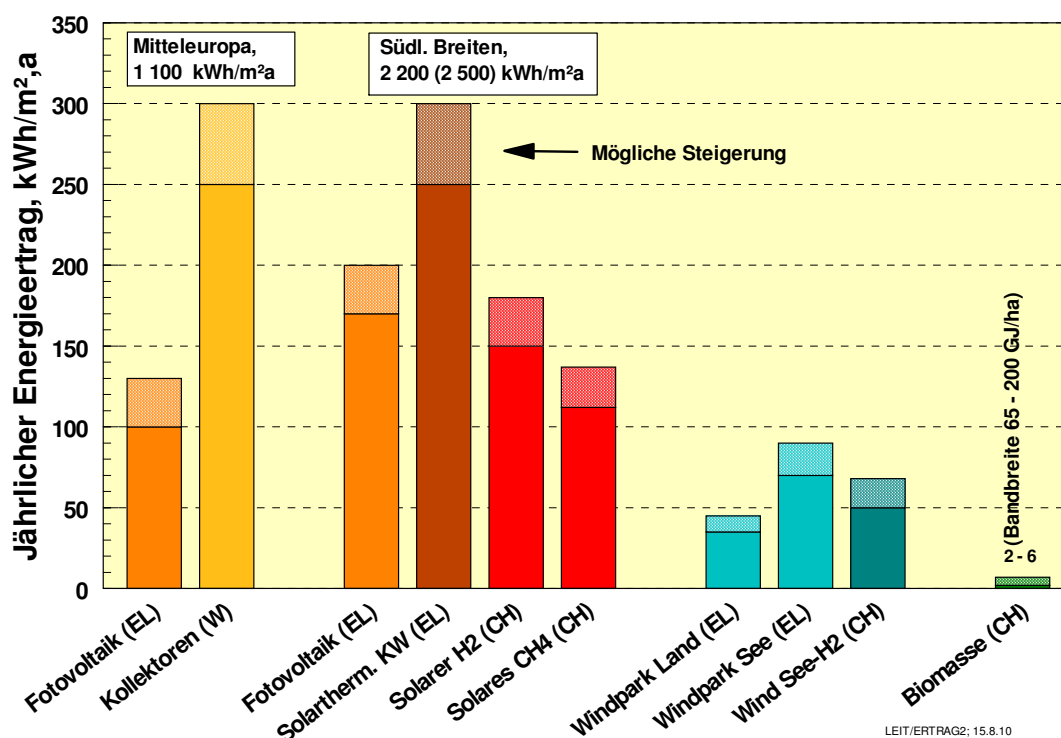


Abbildung 3.7: Typische flächenspezifische Energieerträge von EE und ihrer Bandbreiten für zwei typische Strahlungsangebote; bei Wind entsprechend deutschen Verhältnissen*)

*) 5 MW-Anlagen, Aufstellichte 20 MW/km²; Bezug auf gesamte Fläche, EL: Elektrizität, W: Wärme, CH: chemischer Energiespeicher

Für die exergetisch minderwertigste Energieform Wärme niedriger bis mittlerer Temperatur (80 bis 200 °C) sind die Erträge am höchsten (Beispiel Kollektor in Mitteleuropa mit 250 bis 300 kWh_{th}/m²), für Strom aus EE sind sie niedriger. Allerdings sind bei hohen Einstrahlungen mit solarthermischen Kraftwerken auch erhebliche Ausbeuten bis zu 300 kWh_e/m² erzielbar.

Die relativ niedrigen Erträge bei der Windenergie beziehen sich auf die auch noch für andere Zwecke nutzbare Gesamtflächen von Windparks mit einer Aufstelldichte von 50 MW/km². Die Umwandlung in chemische (also speicherbare) Energieträger führt zu zusätzlichen Verlusten. Solarer Wasserstoff kann im Maximalfall (Stromimport mit HGÜ, dezentrale Elektrolyse) mit Erträgen von 150 bis 180 kWh_{chem}/m² bereitgestellt werden, Wasserstoff aus Wind-Offshore-Strom hat noch Erträge von 50 bis 70 kWh_{chem}/m². Für die Bereitstellung von EE-Methan (aus EE-Wasserstoff) verringern sich die Erträge nochmals um etwa den Faktor 0,8.

Ersichtlich ist, dass die technische Nutzung der Solarstrahlung oder der Windenergie um ein bis zwei Größenordnungen höhere flächenspezifische Erträge liefern als die energetische Nutzung von Biomasse. Das gilt auch für die Bereitstellung von Energieträgern derselben Qualität, also Wasserstoff oder Methan im Vergleich zu speicherbaren Bioenergieträgern. Dies ändert sich auch nicht grundsätzlich, wenn im Biomasseanbau noch mögliche Ertragssteigerungen angenommen werden. Große Energiebeiträge, wie sie insbesondere Regionen mit hoher Energieverbrauchsichte (Großstädte, Ballungszentren, Industrieregionen, insbesondere Megastädte in Schwellen- und Entwicklungsländern) benötigen, werden daher nur mittels technischer EE-Systeme (und nicht über Biomasse) bereitstellbar sein, wenn ihr Energiebedarf überwiegend durch EE gedeckt werden soll. Als Fazit ergibt sich aus dieser generellen Abschätzung, dass Biomasse zwar für den Einstieg in eine auf EE basierende Energieversorgung ein wichtiger Bestandteil ist, insbesondere weil sie traditionell in der Wärmenutzung bereits eingeführt ist und dort hohe Anteile hat. Längerfristig stößt ein ausgeweiteter Einsatz wegen des großen Flächenbedarfs (und anderer ökologischer Nutzungskriterien) an klare Potenzialgrenzen.

Da neben dem hohen spezifischen Flächenbedarf auch das Potenzial der energetischen Nutzung biogener Reststoffe begrenzt ist, verlangt der Einsatz der Biomasse für energetische Zwecke einen sehr effizienten Umgang mit den betreffenden Ressourcen. Die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und zu einem verbesserten Naturschutz sowie mögliche Umweltgefährdungen durch zu intensiven oder unsachgemäßen Anbau von Energiepflanzen verstärken noch die Notwendigkeit, mit der Ressource „Biomasse“ sehr sorgfältig umzugehen. Eine wichtige Voraussetzung für die energetische Nutzung von Biomasse ist daher die Definition klar umrissener „ökologisch“ begrenzter Potenziale, die diese Rahmenbedingungen vorrangig berücksichtigen. Diese Notwendigkeit wurde in verschiedenen Untersuchungen bekräftigt [SRU 2007; WBA 2007]. In [BMU 2004] wurden dazu ökologisch „verträgliche“ Potenziale der Biomassenutzung in Deutschland ermittelt. Da sie sich als belastbar erwiesen haben, werden sie auch bei der Erstellung der Basisszenarien 2010 zugrunde gelegt.

Auf dieser Basis stehen in Deutschland Biomassen mit einem (Primär-)Energieinhalt von maximal rund 1500 PJ/a zur nachhaltigen Nutzung zur Verfügung (Abbildung 3.8), die bis 2030 nahezu vollständig ausgeschöpft sind. Das nachhaltig nutzbare Potenzial an Reststoffen beläuft sich auf maximal 800 PJ/a (einschließlich des organischen Anteils im Abfall; ca. 640 PJ/a feste Reststoffe; ca. 160 PJ/a vergärbare Reststoffe, [BMU 2004]). Davon waren im Jahr 2009 mit rund 500 PJ/a bereits 62% genutzt. An „zulässig“ nutzbarer Landfläche zum Anbau von Energiepflanzen waren in [BMU 2004] maximal 4,2 Mio. ha ermittelt worden; 1,7 Mio. ha wurden 2009 bereits genutzt [FNR 2010] und zwar 1,16 Mio. ha für Kraftstoffe (vorwiegend Raps) und 0,53 Mio. ha für die Biogaserzeugung (vorwiegend Mais).

In den Basisszenarien 2010 wird das inländische nutzbare Potenzial nicht überschritten, so dass die Szenarien rechnerisch ohne Import von Biomasse auskommen. Damit wird einerseits eine Untergrenze der energetischen Biomassenutzung dargestellt, andererseits können dadurch höchste Maßstäbe an den nachhaltigen Anbau von Biomasse gestellt werden. Sollen höhere Beiträge der Biomasse für energetische Zwecke bereitgestellt werden, müssten diese über Importe erfolgen. Diese müssen jedoch grundsätzlich als bedenklich betrachtet werden, da gerade beim internationalen Handel mit energetisch nutzbaren Biomassen massive Nutzungskonkurrenzen mit der Nahrungsmittelproduktion in Schwellen- und Entwicklungsländern auftreten können und der nachhaltige Anbau von Energiepflanzen auch bei Einführung von Zertifikatssystemen vermutlich nicht zuverlässig gesichert werden kann.

In den Daten für das Energiekonzept der Bundesregierung wird Biomasseimport zugelassen, aber auf eine Menge von maximal 500 PJ/a begrenzt. Das inländische Potenzial der Biomasse wird mit 1700 PJ/a angenommen. In [WWF 2009] ist Biomasseimport ebenfalls eine Option, wenn „*international abgestimmte verpflichtende Mindeststandards die Nachhaltigkeit aller Agrarrohstoffe gewährleistet.*“ Das in Deutschland nutzbare Potenzial an Biomasse wird dort mit 1200 PJ/a angegeben. Im „Innovationsszenario“ wird für 2050 ein primärenergetischer Einsatz an Biomasse von rund 1700 PJ/a ermittelt. Es wird also in [WWF 2009] von einer vergleichbaren Menge an importierter Biomasse wie beim Energiekonzept der Bundesregierung ausgegangen.

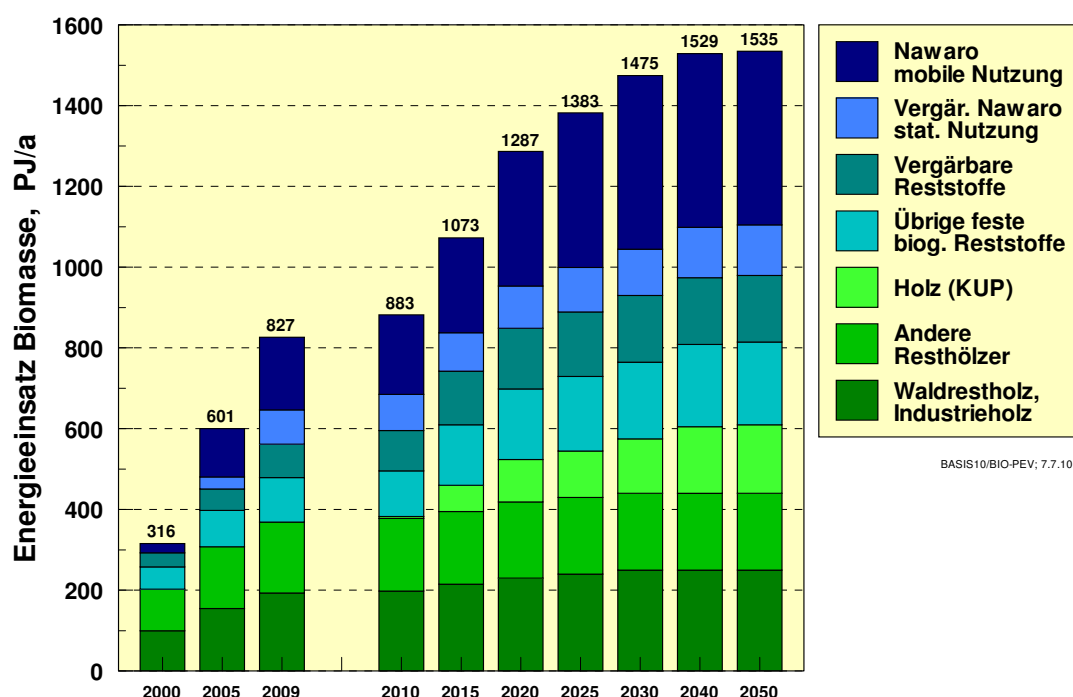


Abbildung 3.8: Energetische Nutzungspotenziale der Biomasse in Deutschland für feste und vergärbare Reststoffe sowie für Energiepflanzen (NAWARO) bei vorgegebener Aufteilung für stationäre und mobile Nutzung

Die in früheren Leitszenarien [BMU 2008a] abgeleitete und begründete Struktur der Biomassenutzung wird auch für die Basisszenarien 2010 weitgehend beibehalten: Wegen der höheren erzielbaren Energieerträge wird der größere Teil der heimischen Biomassepotenziale zur stationären Wärmeerzeugung bzw. zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in KWK

eingesetzt. Für diese Verwendungszecke können 100% der biogenen Reststoffe und Abfälle und die Erträge von 44% der Anbaufläche (1,0 Mio. ha für Biogas; 0,9 Mio. ha für KUP) eingesetzt werden. Damit stehen rund 1160 PJ/a Biomasse (Heizwert) für die Strom- und Wärmeerzeugung zur Verfügung. Die übrigen 2,3 Mio. ha Anbaufläche werden für die Bereitstellung von Biokraftstoffen verwendet. Bei einem angenommenen Bruttoertrag von ~150 GJ/ha, wie er für Kraftstoffe der 2. Generation (BTL, Ethanol aus Zuckerrüben; Biome-
 than) zukünftig möglich erscheint [FNR 2009], könnten dann maximal 350 PJ/a an biogenen Kraftstoffen im Inland bereitgestellt werden, wenn ausschließlich Kraftstoffe der 2. Generation genutzt werden. Die Bruttoerträge der derzeit vorwiegend eingesetzten Biokraftstoffe, Biodiesel aus Raps und Ethanol aus Getreide liegen lediglich bei 50 GJ/ha und können bis 2020 möglicherweise noch auf 65 bis 70 GJ/ha gesteigert werden. Im Basisszenario 2010 A wird eine längerfristig nutzbare Biokraftstoffmenge von 300 PJ/a (83,3 TWh/a) angenommen, was dann im Jahr 2050 einer mittleren Ausbeute von 130 GJ/a entspricht, also etwa eine Verdopplung der Ausbeute heutiger Kraftstoffe.

Aus Abbildung 3.9 gehen die unter den genannten Voraussetzungen aus Biomasse bereitstellbaren Endenergiemengen hervor. Neben den o. g. Kraftstoffmengen werden nach Ausschöpfung des Gesamtpotenzials im Jahr 2050 220 PJ/a (61 TWh/a) Strom und 600 PJ/a Nutzwärme bereitgestellt. In den Verlusten ist auch die nicht bzw. nur teilweise genutzte Wärme bei der KWK-Stromerzeugung enthalten. In den Szenarien wird mit einem sukzessiv steigenden Verwertungsgrad der KWK-Wärme gerechnet. In der hier dargestellten Nutzungsaufteilung kann heimische Biomasse ihren Beitrag an der Deckung des Endenergieverbrauchs von derzeit 7% auf 12% in 2020 und auf 20% in 2050 steigern.

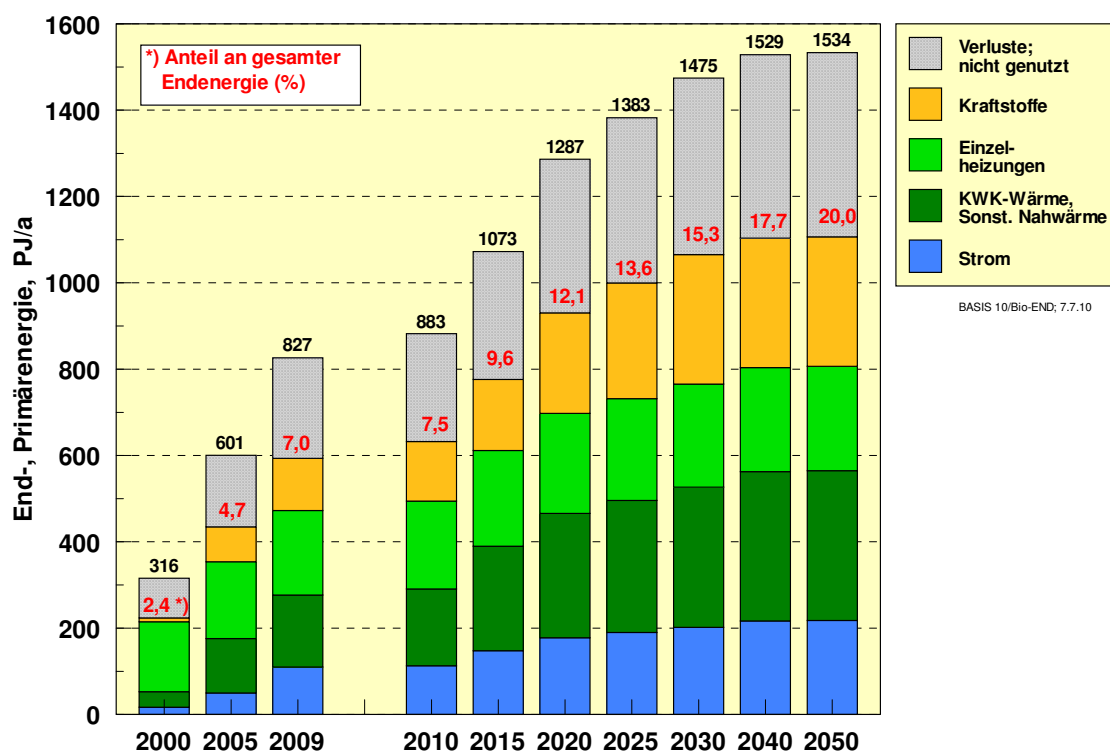


Abbildung 3.9: Bereitstellung von Strom, Nutzwärme und Kraftstoffen aus Biomasse in der im Basisszenario 2010 A gewählten Aufteilung, sowie Wandlungs- und Bereitstellungsverluste

3.2 Die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050

3.2.1 Weiterer Ausbau der EE-Stromerzeugung

Für die energiepolitische Diskussion ist die Stromerzeugung wegen der großen Bedeutung einer jederzeit gesicherten Stromversorgung für die Volkswirtschaft, den unterschiedlichen Interessenlagen wichtiger Akteure, der gegenwärtigen Diskussion um die Eignung von Großkraftwerken in der zukünftigen Energieversorgung und der Bewertung der Kernenergie für den Klimaschutz von besonderem Interesse. Die hohe Wachstumsdynamik der EE speziell in diesem Sektor sowie der fluktuierende Charakter der meisten EE-Energiequellen, der an die Integration in die Stromversorgung und an die Stromnetze höhere Ansprüche als die Nutzung direkt speicherbarer Energien stellt, sind weitere Punkte, die auf großes Interesse in der Fachwelt und der Öffentlichkeit stoßen.

Unter Fortschreibung der bisherigen Ausbaudynamik ausgehend von 2009 stellt sich im Basisszenario 2010 A der in Abbildung 3.10 und in Tabelle 3-2 dargestellte Zubau ein.¹³ Dabei ist angenommen, dass die Vorrangregelungen des EEG zum Anschluss von EE-Anlagen an Stromnetze und zur Einspeisung von EE erhalten bleiben. Gleichzeitig wird die Degression der Vergütungssätze beibehalten und ggf. auch in Zukunft – wie jetzt bei der Fotovoltaik erfolgt – an die tatsächliche Kosten- und Marktentwicklung angepasst.

Von 94,8 TWh/a im Jahr 2009 kann der Beitrag der Erneuerbaren bis 2020 auf 227 TWh/a steigen. Damit liegt das Basisszenario 2010 A über dem im Leitszenario 2009 in [BMU 2009a] ermittelten Ausbau von 196 TWh/a für 2020, was einerseits auf das sehr hohe aktuelle Wachstum der Fotovoltaik zurückzuführen ist; andererseits wurde auch von einem höheren Ausbau der Windenergie an Land ausgegangen. Deutlich unter dem Ausbau des Basisszenarios 2010 A liegen die Annahmen, die in den Szenarien des Energiegipfels [Prognos 2007] getroffen wurden.

Die hohe Wachstumsdynamik mit einer mittleren Wachstumsrate von 8%/a zwischen 2009 und 2020 in Verbindung mit einem Rückgang des Bruttostromverbrauchs um 3% im selben Zeitraum führt zu einem EE-Anteil von 40% an der Stromversorgung des Jahres 2020. Mit einer Wachstumsrate bis 2020 von 18%/a wächst die Fotovoltaik in diesem Zeitabschnitt am weitaus stärksten. Dieser Wert entspricht in etwa demjenigen der Windenergie im letzten Jahrzehnt. Nach 2020 wächst die Strombereitstellung der EE weiter mit einer Wachstumsrate von 4%/a. Damit wird rechnerisch bereits im Jahr 2024 die 50%-Marke erreicht. Im Jahr 2030 decken dann Erneuerbare 65% der Stromversorgung. Die Wachstumsdynamik wird überwiegend von der Windenergie und der Solarstrahlung (Fotovoltaik und solarthermischer Strom) getragen, während das Potenzial der Biomasse im Rahmen der hier gesetzten Rahmenbedingungen um 2030 mit rund 60 TWh/a ausgeschöpft sein wird. Der Aufbau der Stromerzeugung aus Geothermie läuft relativ langsam an und spielt im Szenario bis 2050 insgesamt eine eher geringe Rolle. Für die gesamte EE-Stromerzeugung beginnt ab 2020 auch der Import von EE-Strom eine Rolle zu spielen. In 2030 werden im Saldo mit 19 TWh/a

¹³ Eine erste Variante des EE-Ausbaupfades bis 2020 der Leitstudie 2010 war im Frühjahr/Sommer Grundlage des Nationalen Aktionsplans, den die Bundesregierung im Sommer 2010 der EU-Kommission übermittelt hat. Der dort seinerzeit gemeldete Ausbau wurde in der Zwischenzeit überprüft und in einzelnen Bereichen – insbes. „Strom aus Biomasse“ und „PV“ – auf Grundlage aktueller Entwicklungen und Erkenntnisse etwas modifiziert.

erst 6% des EE-Stroms importiert (bezogen auf den Gesamtverbrauch an Strom sind es 3,3%), im Jahr 2050 sind es mit 124 TWh/a bereits 22% der EE-Stromerzeugung bzw. 19% des Gesamtverbrauchs. Beim EE-„Stromangebot“ wächst der Anteil fluktuierenden EE-Stroms am gesamten Bruttostromverbrauch kontinuierlich. Derzeit beläuft er sich (Wind, Fotovoltaik) nur auf 8%. Im Jahr 2020 beträgt er bereits 23% und steigt bis 2050 auf knapp 45%.

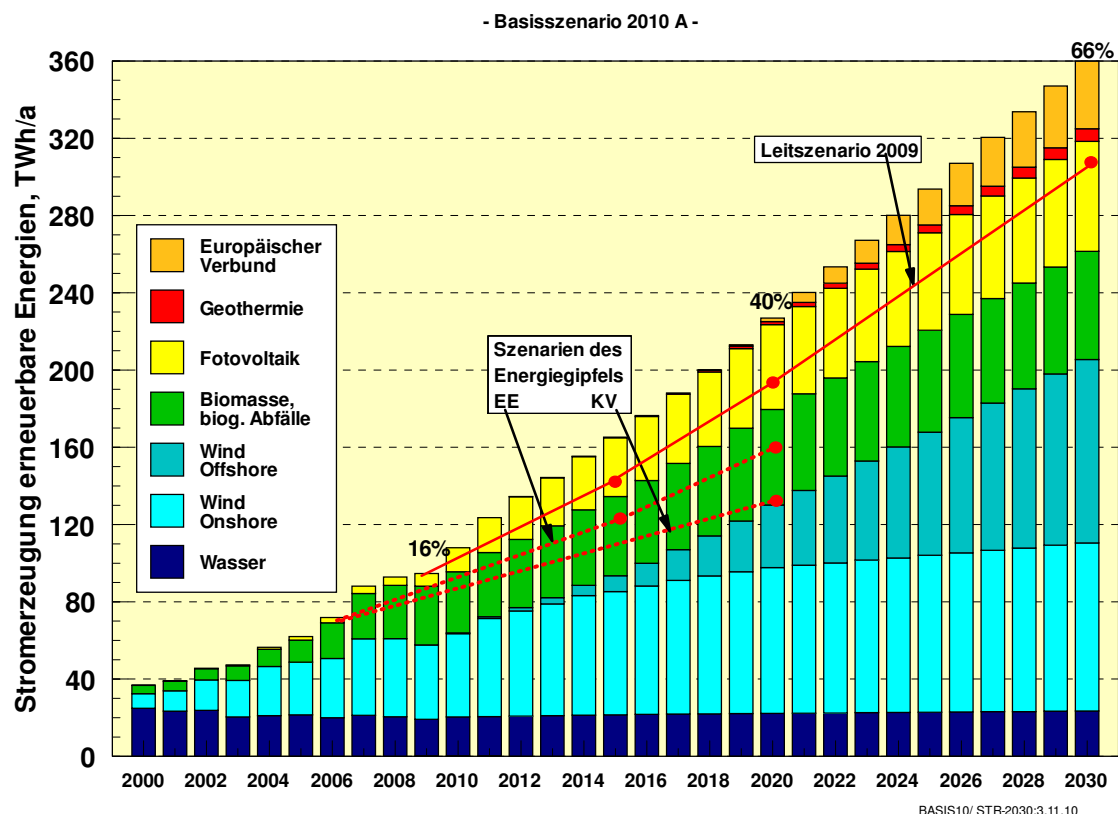


Abbildung 3.10: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im Basisszenario 2010 A; Vergleich mit dem Leitszenario 2009 und den Szenarien EE („stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien“) und KV („Koalitionsvereinbarung“) des Energiegipfels [Prognos 2007]

Tabelle 3-2: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A nach Energietypen (näherungsweise tatsächliche Jahresenergiemenge)

| in TWh/a | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------------------------------|------|-------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Wasserkraft | 20,4 | 19,1 | 20,4 | 21,4 | 22,2 | 22,8 | 23,5 | 24,4 | 25,1 |
| Windenergie | 40,6 | 38,6 | 43,4 | 72,0 | 108,0 | 145,0 | 182,0 | 240,3 | 261,1 |
| - Onshore | 40,6 | 38,45 | 43,0 | 63,8 | 75,5 | 81,3 | 87,0 | 97,8 | 101,2 |
| - Offshore | - | 0,15 | 0,4 | 8,2 | 32,5 | 63,7 | 95,0 | 142,5 | 159,9 |
| Fotovoltaik | 4,4 | 6,6 | 12,5 | 30,4 | 43,9 | 50,5 | 57,0 | 60,1 | 61,2 |
| Biomasse | 27,8 | 30,5 | 31,7 | 41,1 | 49,5 | 52,8 | 56,1 | 60,2 | 60,5 |
| - Biogas, Klär-, Depo- niasgas; Pflanzenöle | 11,8 | 13,4 | 14,1 | 18,5 | 22,3 | 23,7 | 25,0 | 27,3 | 27,3 |
| - feste Biomasse | 11,1 | 12,1 | 12,4 | 17,1 | 21,3 | 23,2 | 25,2 | 27,0 | 27,3 |

| in TWh/a | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| - biogener Abfall | 4,9 | 5,0 | 5,1 | 5,4 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 |
| Erdwärme | 0,02 | 0,02 | 0,03 | 0,37 | 1,7 | 4,1 | 6,6 | 14,3 | 24,1 |
| EU-Stromverbund | - | - | - | - | 1,8 | 18,6 | 35,4 | 86,3 | 123,8 |
| - solarthermische KW | - | - | - | - | - | 6,1 | 15,0 | 48,8 | 81,3 |
| - Wind, andere EE | - | - | - | - | 1,8 | 12,5 | 20,4 | 37,5 | 42,5 |
| EE-Strom gesamt | 93,2 | 94,8 | 108,0 | 165,2 | 227,1 | 293,8 | 360,6 | 485,6 | 555,8 |
| EE-Strom nur Inland | 93,2 | 94,8 | 108,0 | 165,2 | 225,3 | 275,2 | 325,2 | 399,3 | 432,0 |

Mit dem deutlichen EE-Ausbau bei relativ geringer jährlicher Auslastung (insbesondere PV) wächst die installierte EE-Leistung besonders stark (Tabelle 3-3). Mit 112 GW im Jahr 2020, davon allein 46% Fotovoltaikleistung, liegt dieser Wert deutlich über der zu erwartenden Netzhöchstlast von ca. 80 GW. Mit 97 GW Leistung dominiert der Anteil der fluktuierenden Energiequellen Wind und Solarstrahlung. Zu diesem Zeitpunkt übertrifft die PV-Leistung auch die installierte Leistung der gesamten Windkraft, womit sie jedoch nur 38% der Strommenge der Windkraft erzeugt. Allein diese Angaben weisen auf den etwa ab 2020 stark wachsenden Bedarf an Ausgleichs- und Speichermöglichkeiten für den anfallenden EE-Strom hin. Aus diesem Grund wird nach 2030 im Szenario eher das Wachstum des internationalen Stromverbunds und der „heimischen“ Offshore-Windenergie bevorzugt, während die heimische PV-Leistung bei maximal 65 GW verbleibt.

Tabelle 3-3: Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A (Leistungen zum jeweiligen Jahresende)

| in GW | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Wasserkraft | 4,38 | 4,39 | 4,40 | 4,52 | 4,67 | 4,80 | 4,94 | 5,10 | 5,20 |
| Windenergie | 23,89 | 25,77 | 27,74 | 36,65 | 45,75 | 54,30 | 62,84 | 76,45 | 79,30 |
| - Onshore | 23,89 | 25,70 | 27,53 | 33,65 | 35,75 | 36,80 | 37,84 | 39,92 | 40,00 |
| - Offshore | | 0,07 | 0,21 | 3,00 | 10,00 | 17,50 | 25,00 | 36,53 | 39,30 |
| Fotovoltaik | 5,98 | 9,78 | 18,28 | 38,43 | 51,75 | 57,38 | 63,00 | 65,00 | 65,00 |
| Biomasse | 5,41 | 5,89 | 6,26 | 7,72 | 8,92 | 9,40 | 9,88 | 10,55 | 10,60 |
| - Biogas, Klärgas u.a. | 2,04 | 2,35 | 2,55 | 3,20 | 3,63 | 3,80 | 3,97 | 4,33 | 4,33 |
| - feste Biomasse | 1,94 | 2,09 | 1,24 | 2,96 | 3,59 | 3,91 | 4,20 | 4,51 | 4,55 |
| - biogener Abfall | 1,44 | 1,45 | 1,47 | 1,57 | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 |
| Erdwärme | 0,003 | 0,007 | 0,01 | 0,08 | 0,30 | 0,65 | 1,01 | 2,20 | 3,71 |
| EU-Stromverbund | - | - | - | - | 0,58 | 3,58 | 6,58 | 15,00 | 21,00 |
| - solarthermische KW | - | - | - | - | - | 1,00 | 2,50 | 7,50 | 12,50 |
| - Wind, andere EE | - | - | - | - | 0,58 | 2,58 | 4,08 | 7,50 | 8,50 |
| EE-Strom gesamt | 39,67 | 45,84 | 56,69 | 87,40 | 111,97 | 130,11 | 148,25 | 174,29 | 184,79 |

Die installierte EE-Leistung wächst bis 2050 auf insgesamt 184 GW, wenn die anteilige Leistung des EE-Imports mit berücksichtigt wird. Im Basisszenario 2010 A sind davon allerdings 50 GW (100 TWh/a) für die Bereitstellung von EE-Wasserstoff als Kraftstoff „reser-

viert“, die von dem flexiblen „Verbraucher“ Elektrolyse entsprechend dem EE-Angebot aufgenommen werden.

Das den gegenwärtigen EE-Strommarkt dominierende Wachstum der Fotovoltaik macht auch Abbildung 3.11 deutlich. Mit 3,8 GW Zubau im Jahr 2009, 8,5 GW in 2010 und 6 GW in 2011, wie im Basisszenario 2010 A angenommen, bewirkt sie eine sprunghafte Steigerung der jährlich installierten gesamten EE-Leistung auf 11 GW im Jahr 2010. Erst nach 2020 wird sich wegen des dann erforderlichen hohen Ersatzbedarfs wieder ein steigendes Niveau, dann allerdings über Jahrzehnte hinweg, einstellen. Bis nahezu 2020 bleibt die Fotovoltaik hinsichtlich der jährlich installierten Leistung die dominierende Einzeltechnik, erst danach wird sie wieder von der Windenergie abgelöst, die dann einen hohen Ersatzbedarf zu befriedigen hat.

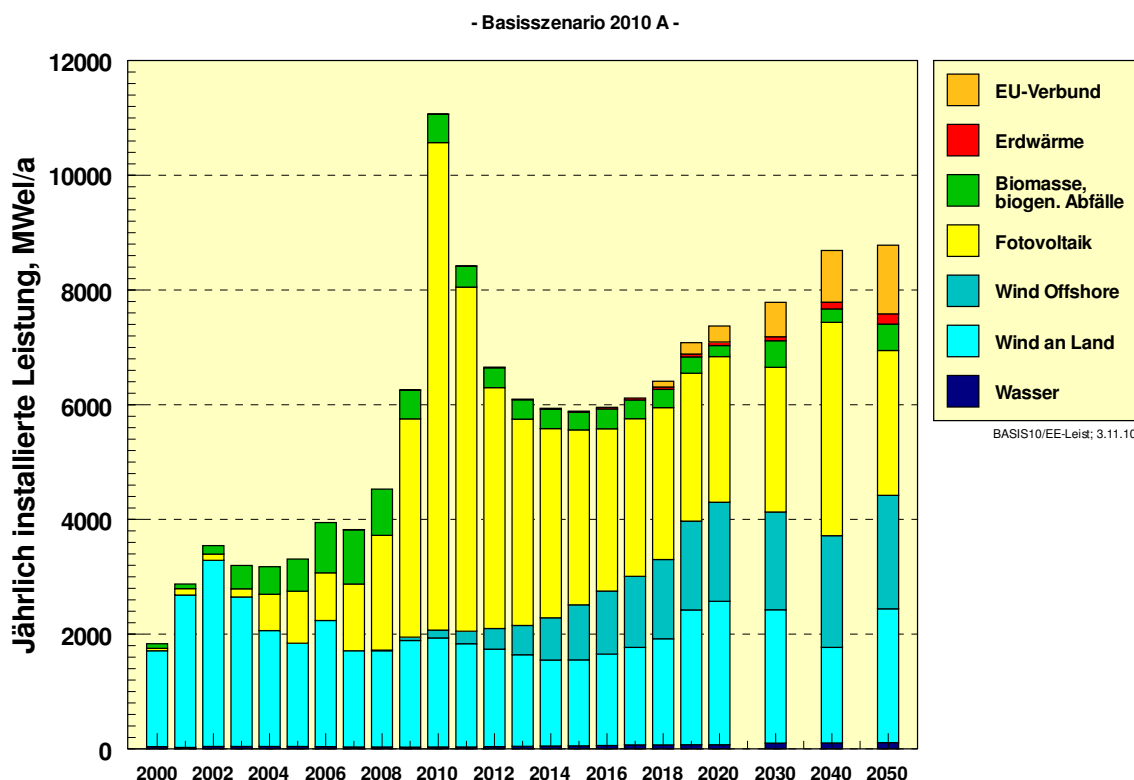


Abbildung 3.11: Jährlich installierte Leistung der EE im Stromsektor im Basisszenario 2010 A (Neuinstallationen und Ersatz)

3.2.2 Auswirkungen des EE-Ausbaus auf den übrigen Kraftwerkssektor

Als Teil der Effizienzstrategie wird auch der Stromverbrauch verstärkten Einsparbemühungen unterworfen. In Anlehnung an [IEKP 2007] und [Prognos 2007] wird von einem Rückgang der Stromnachfrage in den „konventionellen“ Verbrauchsbereichen ausgegangen, indem dort die vorhandenen technischen Effizienzpotenziale sukzessive mobilisiert werden. Der Endenergieverbrauch an Strom (ohne Schienenverkehr, ohne Wärmepumpen, ohne Elektromobilität) sinkt im Basisszenario 2010 A von derzeit 480 TWh/a (2009; in Abbildung 3.12 die drei unteren Verbrauchssektoren) unter Berücksichtigung des in 2009 starken

Rückgangs infolge der Finanz- und Wirtschaftskrise (in 2008 waren es noch 506 TWh/a) bis 2020 auf 450 TWh/a, also um rund 6%.

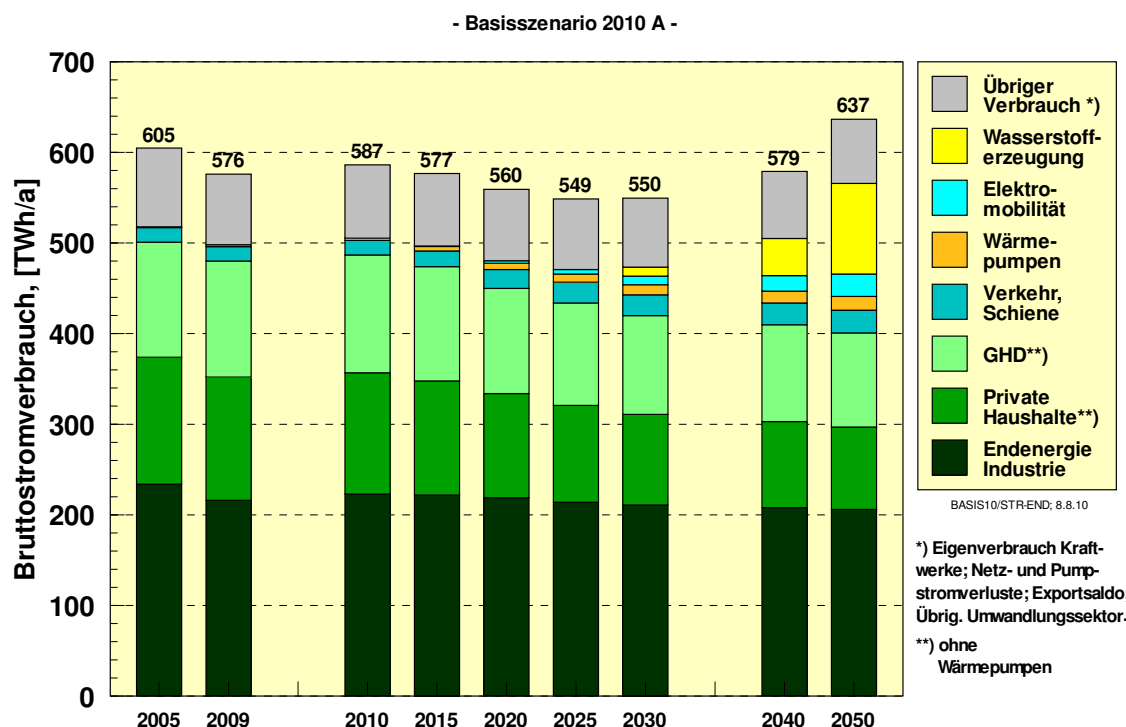


Abbildung 3.12: Strukturelle Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Basisszenario 2010 A

Auch danach lässt sich diese Stromnachfrage noch verringern [UBA 2007]; bis 2050 wird von einer Reduktion in diesen Verbrauchssegmenten bis auf 400 TWh/a ausgegangen. Insgesamt wird bei Berücksichtigung nur dieser Verbrauchssegmente bis 2050 eine Minderung des Stromverbrauchs um etwa 23% erreicht. Entgegen diesem Trend weitet sich der Stromverbrauch des Schienenverkehrs aus und zwar von derzeit 16 TWh/a auf 20 TWh/a im Jahr 2020 und schließlich bis 2050 auf 26 TWh/a. „Neue“ Stromverbraucher, wie Wärmepumpen und Elektromobilität, erreichen nach 2020 deutliche Anteile am gesamten Bruttostromverbrauch. Im Jahr 2020 beläuft sich deren Verbrauch zusammen auf rund 10 TWh/a und steigt dann deutlich, bis er 2050 eine Höhe von 40 TWh/a (davon WP 15 TWh/a und E-Mobilität 25 TWh/a) erreicht. Diese zusätzlichen Verbraucher bewirken, dass der gesamte Endenergieverbrauch an Strom im Basisszenario 2010 A im Jahr 2030 mit 463 TWh/a einen Tiefstwert erreicht und danach wieder ansteigt. Er beläuft sich im Jahr 2050 auf 466 TWh/a.

Für den nach 2020 deutlich steigenden Speicherbedarf für EE wird in den Basisszenarien als eine mögliche Option für weiteren bzw. stärker vernetzten Lastausgleich und Lastmanagement auch die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse aus EE-Überschussstrom dargestellt. Dieser Wasserstoff wird im Basisszenario 2010 A ausschließlich im Verkehr eingesetzt. Mit dem Strom für die Elektrolyse steigen die „zusätzlichen“ Stromverwendungen im Basisszenario 2010 A bis 2050 auf insgesamt 140 TWh/a, was 22% des gesamten Bruttostromverbrauchs entspricht.

Das Ende September 2010 im Energiekonzept der Bundesregierung verankerte Ziel, den Stromverbrauch in Deutschland insgesamt bis 2050 um ein Viertel gegenüber 2008 zu sen-

ken, konnte in den vorliegenden Szenarienrechnungen noch keine Berücksichtigung finden, da diese bereits 2009 begonnen und Ende September 2010 weit fortgeschritten waren. Es soll aber im weiteren Projektverlauf aufgegriffen werden.

Infolge der Stromeffizienzstrategie im Zusammenwirken mit dem starken EE-Ausbau sinkt im Basisszenario 2010 A mit dem bisherigen Ausstieg aus der Kernenergie die fossil erzeugte Stromerzeugung von derzeit 361 TWh/a auf 314 TWh/a in 2020 (Tabelle 3-4) und sehr deutlich bis 2030 auf 189 TWh/a, was nahezu die Hälfte des heutigen Werts darstellt. Da parallel auch ein Ausbau der KWK angestrebt wird, trifft dieser Rückgang insbesondere die Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken. Im Jahr 2030 wird im Basisszenario 2010 A mit 108 TWh/a nur noch 35% der heutigen Strommenge aus fossilen Kondensationskraftwerken benötigt. Insbesondere die Verstromung von Kohle in Kondensationskraftwerken sinkt bis 2030 auf unter ein Drittel des heutigen Werts. Das macht deutlich, wie restriktiv mit weiteren Neubauten fossiler Kraftwerke ohne KWK bereits dann umgegangen werden muss, wenn der bisherige Atomausstieg erhalten bliebe (Basisszenario 2010 A).

Tabelle 3-4: Fossile Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Struktur der KWK im Basisszenario 2010 A

| TWh/a | 2008 | 2009 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Kohlen | 299 | 279 | 274 | 214 | 106 | 29 | 15 |
| - davon Kondensations-KW | 268 | 249 | 244 | 185 | 80 | 11 | 4 |
| - davon KWK | 31 | 30 | 30 | 29 | 26 | 18 | 11 |
| Erdgas/Öl | 90 | 82 | 88 | 100 | 83 | 65 | 65 |
| - davon Kondensations-KW | 65 | 58 | 60 | 56 | 28 | 7 | 7 |
| - davon KWK | 25 | 24 | 28 | 44 | 55 | 58 | 58 |
| Fossil gesamt | 389 | 361 | 362 | 314 | 189 | 94 | 81 |
| -davon Kondensations-KW | 333 | 307 | 304 | 241 | 108 | 18 | 11 |
| - davon KWK | 56 | 54 | 58 | 71 | 81 | 76 | 70 |
| -- davon BHKW (Erdgas; Öl)* | 10 | 10 | 12 | 20 | 29 | 31 | 30 |
| | | | | | | | |
| KWK gesamt **) | 84 | 85 | 90 | 124 | 140 | 142 | 142 |
| - Fernwärme (HKW) | 32 | 32 | 33 | 39 | 38 | 35 | 32 |
| - Nahwärme, Objekte (BHKW) | 14 | 15 | 17 | 33 | 46 | 51 | 56 |
| - Industrie (HKW, BHKW) | 38 | 38 | 40 | 53 | 56 | 56 | 54 |
| Anteil KWK an Bruttostromerzeugung, % | 13,2 | 14,4 | 14,9 | 21,8 | 25,5 | 24,6 | 22,3 |
| Anteil KWK aus EE an gesamter KWK, % | 32,0 | 35,0 | 34,0 | 40,8 | 42,9 | 46,5 | 49,3 |
| Nachrichtlich: Strom aus Kernkraftwerken | 149 | 135 | 130 | 27 | 0 | 0 | 0 |

*) BHKW für Nahwärme, Objekte und Industrie

**) einschl. Biomasse und Geothermie, enthält 2008 und 2009 auch Biomasse-Anlagen ohne KWK

Das angestrebte deutliche Wachstum der KWK kann nur erfolgen, wenn weiterhin die Nahwärme- und Objektversorgung mit dezentralen BHKW deutlich ausgebaut wird und auch die Industrie noch stärker auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zurückgreift. Nur dadurch ist ein mittelfristig stabiler fossiler Beitrag im Stromsektor mit den angestrebten Treibhausgas-minderungen verträglich. Daraus folgt auch, dass Erdgas den weitaus größten Beitrag der

fossilen KWK-Erzeugung übernehmen wird. Zudem wächst die Bedeutung der EE im KWK-Sektor durch den weiteren Zuwachs bei Biomasse und längerfristig auch durch den Beitrag der Tiefengeothermie. Die im Basisszenario 2010 A angenommenen Strukturänderungen im KWK-Bereich veranschaulicht Abbildung 3.13.

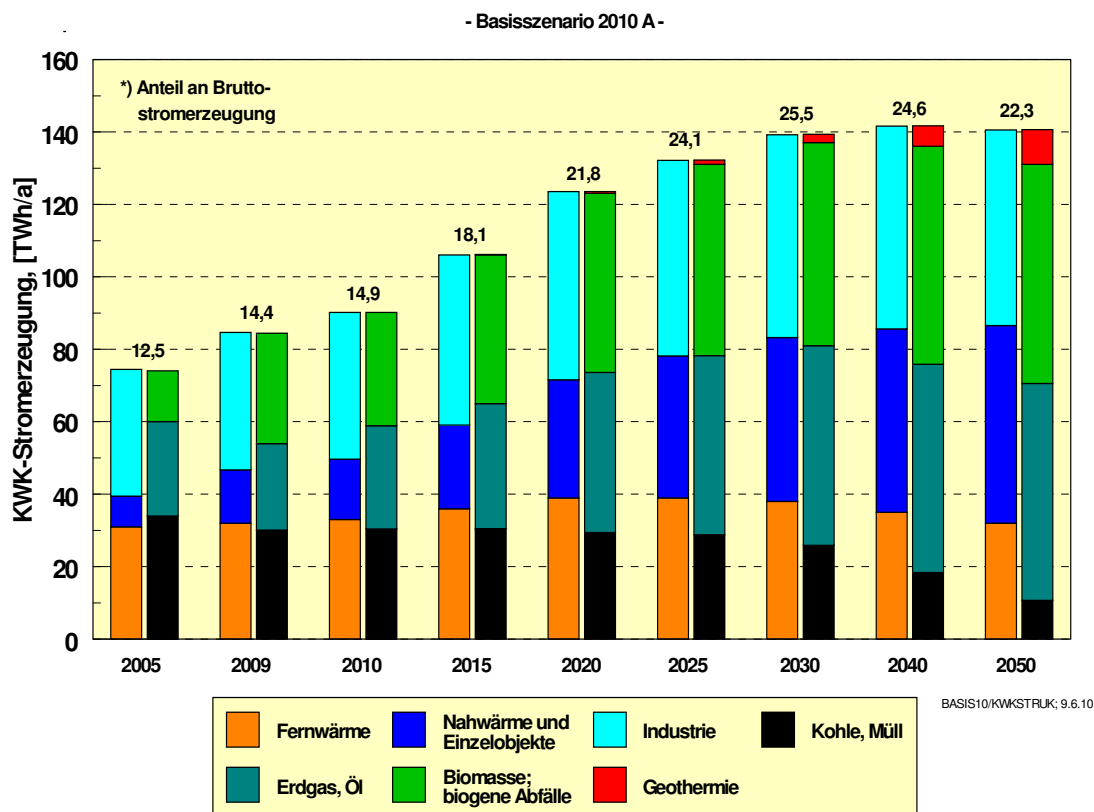


Abbildung 3.13: Strukturelle Änderungen und Ausbau bei der KWK im Basisszenario 2010 A

Wegen dieser sehr weitgehenden strukturellen Änderungen innerhalb eines Jahrzehnts stellt das im Basisszenario 2010 A angenommene Wachstumsziel von 124 TWh/a KWK-Strom im Jahr 2020 (entsprechend einem Anteil von knapp 22% der Bruttostromerzeugung) eine sehr ehrgeizige Zielsetzung dar. Das ursprünglich politisch angestrebte Ziel von 25% lässt sich bis dahin nicht erreichen, da die derzeitigen Rahmenbedingungen zur Unterstützung dieses Ausbaus nicht ausreichen. Auch muss der Zubau fossiler KWK mit dem langfristigen Ziel einer weitgehend emissionsfreien Energieversorgung kompatibel sein. Dies ist bei einer gasversorgten KWK der Fall. Hier ist längerfristig ein Ersatz von Erdgas durch EE-Wasserstoff oder EE-Methan möglich. Da in KWK-Anlagen der Einsatz des Brennstoffs wegen Nutzung der Wärme mit hohem Gesamtnutzungsgrad erfolgen kann, ist dies ein besonders sinnvoller Einsatzbereich für chemische Energieträger, die mittels EE-Strom bereitgestellt werden.

Der deutliche EE-Ausbau bewirkt eine geringere Auslastung fossiler Kraftwerke. Bereits 2020 macht sich dieser Rückgang bemerkbar (Mittelwert fossiler Kondensations-KW in 2009: 5400 h/a; 2020: ~5000 h/a); danach wird der Rückgang noch deutlicher (2030: ~3770 h/a). Die (mittlere) Auslastung der EE-Anlagen (ohne Biomasse) schwankt derzeit je nach Jahr

zwischen 1600 und 1900 h/a. Bis 2020 bleibt sie im Wesentlichen unverändert, da sich der deutliche Zubau von Fotovoltaik mit der wachsenden Bedeutung von Offshore-Windanlagen und wachsenden Beiträgen der Geothermie die Waage halten. Längerfristig steigt sie jedoch wegen des deutlichen Wachstums von Offshore-Windanlagen und des Imports von EE-Strom aus Gebieten mit günstiger Angebotscharakteristik. Im Jahr 2030 liegt die mittlere Auslastung aller EE bei 2200 h/a und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 2850 h/a. Darin zeigt sich indirekt eine gewisse Vergleichmäßigung durch ein großräumiges EE-Angebot, welche die Integration in das Energieversorgungssystem erleichtert.

Tabelle 3-5: Leistung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie in der gesamten KWK im Basisszenario 2010 A

| GW | 2008 | 2009 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Kohlen | 52,8 | 52,8 | 51,1 | 42,9 | 27,6 | 14,2 | 9,6 |
| - davon Kondensations-KW | 40,6 | 40,2 | 39,4 | 30,8 | 16,3 | 5,3 | 3,8 |
| - davon KWK | 12,2 | 12,6 | 11,7 | 12,1 | 11,3 | 8,9 | 5,8 |
| Erdgas/Öl | 28,0 | 27,0 | 26,8 | 29,3 | 26,8 | 28,3 | 29,9 |
| - davon Kondensations-KW | 20,9 | 19,9 | 18,6 | 17,3 | 12,4 | 12,4 | 12,4 |
| - davon KWK | 7,1 | 7,1 | 8,2 | 12,0 | 14,4 | 15,9 | 17,5 |
| Fossil gesamt | 80,8 | 79,8 | 77,9 | 72,2 | 54,4 | 42,5 | 39,5 |
| -davon Kondensations-KW | 61,5 | 60,1 | 58,0 | 48,1 | 28,7 | 17,7 | 16,2 |
| - davon KWK | 19,3 | 19,7 | 19,9 | 24,1 | 25,7 | 24,8 | 23,3 |
| -- davon BHKW (Erdgas; Öl) | 2,1 | 2,1 | 2,4 | 4,1 | 6,0 | 6,4 | 6,5 |
| KWK gesamt; (einschl. Biomasse und Geothermie) | 23,5 | 24,3 | 25,0 | 32,3 | 35,7 | 36,0 | 35,5 |
| - Fernwärme (HKW) | 10,8 | 11,2 | 11,2 | 12,8 | 12,7 | 12,3 | 10,9 |
| - Nahwärme, Objekte (BHKW) | 2,5 | 2,8 | 3,0 | 6,1 | 8,5 | 9,3 | 10,2 |
| - Industrie (HKW, BHKW) | 10,2 | 10,3 | 10,8 | 13,4 | 14,5 | 14,4 | 14,4 |
| | | | | | | | |
| Nachrichtlich: Kernenergie | 21,4 | 21,4 | 19,6 | 4,0 | 0 | 0 | 0 |
| Gesamte Leistung | 140,6 | 145,7 | 153,0 | 187,4 | 202,3 | 216,7 | 224,5 |

Entsprechend der sich verringernden Volllaststunden ändert sich auch die installierte Leistung der fossilen Kondensationskraftwerke (Tabelle 3-5). Die Leistung der noch benötigten fossilen Kraftwerke sinkt von derzeit 80 GW auf 72 GW im Jahr 2020 und auf 54 GW in 2030, derjenige reiner Kondensationskraftwerke von derzeit 60 GW auf 48 GW in 2020 und auf 29 GW in 2030. Sie ist dann nur noch geringfügig höher als die Leistung der fossilen KWK-Anlagen, die – dem angestrebten Ausbauziel entsprechend – steigt und im Jahr 2030 mit knapp 26 GW ihren Maximalwert erreicht. Im Jahr 2050 verbleibt noch eine fossile Gesamtleistung von knapp 40 GW, die zusammen mit den anderen Maßnahmen zum Management des EE-Angebots dienen (vgl. dazu Kapitel 5).

In Verbindung mit dem Ausbau der EE (Tabelle 3-3) ergibt sich eine deutlich wachsende installierte Kraftwerksleistung im Basisszenario 2010, die bis 2020 auf 187 GW und bis 2050 auf 225 GW (einschließlich der für EE-Wasserstoff eingesetzten Leistung von 50 GW) wächst. Die daraus resultierende Bruttostromerzeugung und der Beitrag der einzelnen Energiequellen veranschaulicht Abbildung 3.14.

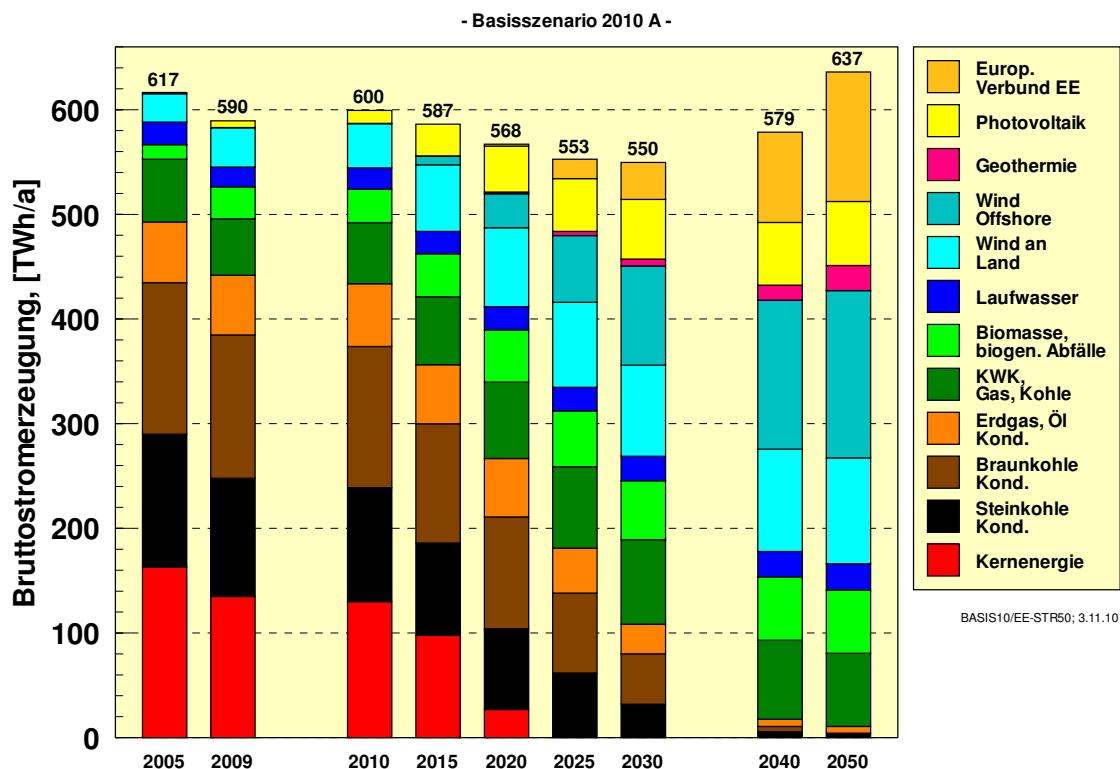


Abbildung 3.14: Struktur der Bruttostromerzeugung im Basisszenario 2010 A

Ersichtlich sind der deutliche Rückgang der Kondensationsstromerzeugung zugunsten der Kraft-Wärme-Kopplung, die sich längerfristig auf Erdgas und Biomasse stützt, und der erheblich wachsende Anteil der Stromerzeugung aus den anderen EE-Quellen. Ab 2025 wird von einem Importsaldo der EE ausgegangen, das bis 2050 mit 124 TWh/a auf 19% der gesamten Bruttostromerzeugung steigt.

3.2.3 Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken (Basisszenario 2010 C); Zubau und Stilllegung von Kraftwerken

Aus den Bestandsdaten zur Kraftwerksleistung kann in Verbindung mit der Alterstruktur und der erwarteten Nutzungsdauer der bestehenden Kraftwerke auf den notwendigen bzw. noch „zulässigen“ Neubau konventioneller Kraftwerke geschlossen werden. Wegen des deutlichen Zubaus von EE zur Stromerzeugung ist das Saldo von Zubau und Stilllegung von fossilen Kraftwerken stets negativ. Für das Basisszenario 2010 A mit dem bisherigen Ausstieg aus der Kernenergie vor 2025 ist ab Stichjahr 2009 bis 2020 demnach noch ein (kumulierter) Neubau von 17,8 GW Leistung in fossilen Großkraftwerken möglich (Tabelle 3-6, Abbildung 3.15) Davon sollten 7,8 GW Erdgaskraftwerke sein, 7,4 GW können Steinkohlekraftwerke (einschl. Müll) und 2,6 GW Braunkohlekraftwerke sein, Hinzu kommen noch 2,7 GW gasgefeuerte dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW). Mehr als die Hälfte der Kraftwerke, nämlich 11,0 GW, muss in KWK errichtet werden, damit die angestrebte Ausweitung der KWK zeitgerecht stattfinden kann.

Voraussetzung für diesen Zubau ist aber, dass parallel 27,4 GW fossile Altkraftwerke stillgelegt werden. 13,4 GW davon sind Steinkohlekraftwerke, 6,6 GW Braunkohlekraftwerke und

7,4 GW erdgasgefeuerte Gasturbinen oder GuD-Kraftwerke. An EE-Anlagen (Nutzungsdauer Wind ~20 a; Fotovoltaik 25 a; Wasserkraft 50 a) werden bis 2020 rund 15 GW stillgelegt, der Großteil davon (12,2 GW) sind Windanlagen (u. a. wegen Repowering). Die Neuinstallation von EE-Anlagen ist mit 81,6 GW jedoch wesentlich höher. Außerdem werden bis 2020 im Basisszenario 2010 A 17,4 GW Kernenergie stillgelegt. An der mit insgesamt 45 GW beträchtlichen Stilllegung von Großkraftwerken (und zusätzlich 0,7 GW fossile BHKW) bis 2020 ist ersichtlich, welche Ausmaße der notwendige Umbau der Stromversorgung annehmen muss, wenn das Basisszenario 2010 A zeitgerecht umgesetzt werden soll.

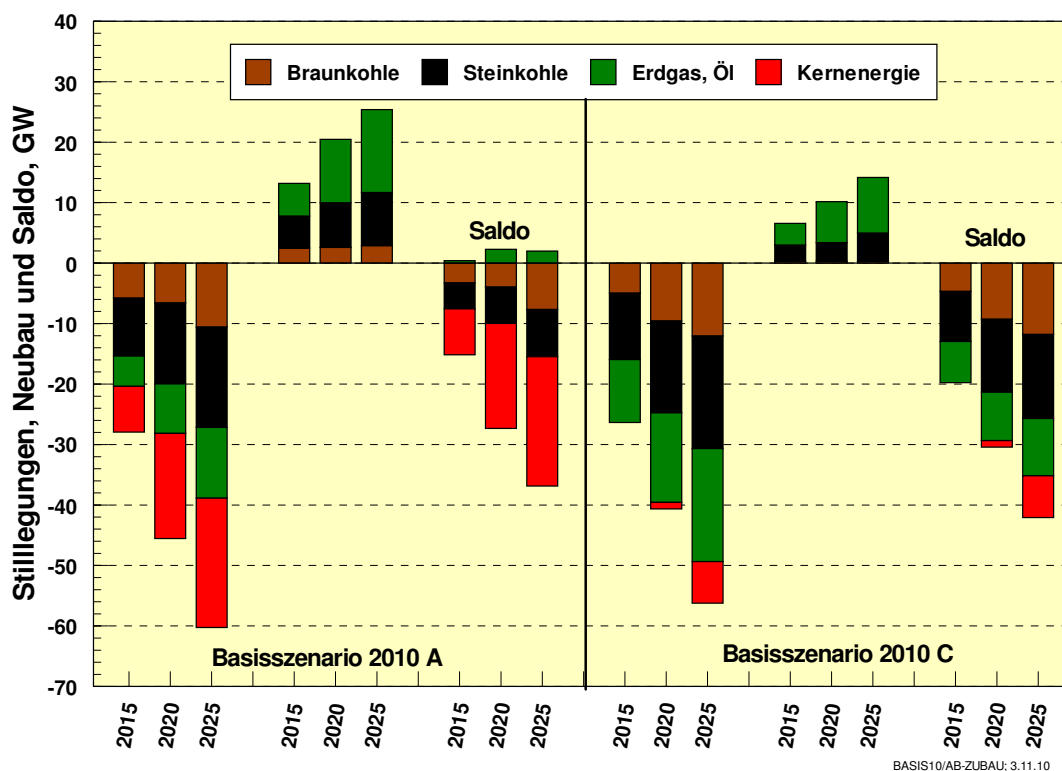


Abbildung 3.15: Stilllegung (kumuliert), Neubau (kumuliert) und resultierendes Saldo von fossilen und nuklearen Kraftwerken in den Basisszenarien A und C

Im **Basisszenario 2010 C** wird der Kernenergieausstieg entsprechend dem aktuellen Beschluss vom 5. September um 8 bis 14 Jahre verschoben – bei unveränderten Rahmenbedingungen hinsichtlich der Effizienzentwicklung und des Ausbaus des EE-Stroms (Tabelle 3-6, rechte Spalten). Bis 2020 werden demnach nur 1,1 GW Kernkraftwerksleistung abgebaut. Damit werden in 2020 rund 113 TWh/a mehr Kernenergiestrom bereitgestellt als im Basisszenario 2010 A [Matthes 2010b]. Entsprechend weniger Strom aus fossilen Kraftwerken wird bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen benötigt. Neben einer verringerten Auslastung bestehender Kraftwerke kommt dafür eine zusätzliche Stilllegung von Altkraftwerken bzw. ein geringerer Zubau fossiler Neukraftwerke in Frage. Im vorliegenden Fall sind im Basisszenario 2010 C bis 2020 rund 39 GW an fossiler Leistung in Großkraftwerken stillzulegen, noch 7,6 GW können dann an größeren fossilen Neukraftwerken hinzukommen. Wie im Basisszenario 2010 A wird zusätzlich ein (geringfügig geringerer) Zubau von 2,5 GW an Gasleistung in dezentraler KWK (BHKW) unterstellt, so dass sich eine fossile Neubauleistung von insgesamt 10,1 GW ergibt. Mit den vermutlich bis 2015 in Betrieb gehenden aktuel-

len Neubauten in Höhe von rund 14,5 GW ist dieser „zulässige“ Wert also bereits deutlich überschritten.

Im Falle ihrer Inbetriebnahme ist ihre Wirtschaftlichkeit wegen zu geringer Auslastung nicht gesichert, wenn gleichzeitig von einem unveränderten EE-Zubau ausgegangen wird. Diese Gefahr wird von Stadtwerken und anderen unabhängigen Stromerzeugern derzeit gesehen. Man kann auch weniger wirksame Maßnahmen für eine effiziente Stromnutzung unterstellen, so dass man auf der Nachfrageseite die Spielräume vergrößert. Das widerspricht aber der Strategie eines nachhaltigen Klimaschutzes. Wird am EEG unverändert festgehalten, so fällt eine dritte Möglichkeit, nämlich die Verringerung des EE-Zubaus gegenüber dem Basisszenario 2010 A, weg. Die Diskussion über Zeitdauer und weitere Ausgestaltung bzw. Modifikation des EEG wird also auch davon bestimmt werden, in welchem Umfang die Stilllegung fossiler „Altkraftwerke“ erfolgt. Fällt diese Stilllegung zu gering aus, könnte infolge der daraus resultierenden konventionellen „Überkapazitäten“ der Druck auf eine Verringerung „überschüssigen“ Stroms aus EE wachsen¹⁴.

Wegen des begrenzten Zubaus an Neukraftwerken kann zudem der angenommene Ausbau der KWK auf knapp 22% im Basisszenario 2010 C nur erreicht werden, wenn der fossile Zubau ausschließlich in KWK errichtet wird und zwar 3,5 GW in Kohle-HKW, 3,6 GW in Gas-GuD-HKW und 2,5 GW in gasgefeuerten BHKW. Parallel ist – wie im Basisszenario 2010 A – die entsprechende Wärmeversorgung mit Nahwärmenetzen und angepassten bzw. erweiterten Fernwärmenetzen zu errichten.

Werden diese sehr engen strukturellen Vorgaben für den Kraftwerksab- und -zubau im Basisszenario 2010 C mit 12-jähriger Laufzeitverlängerung der Kernenergie erfüllt, ergeben sich im Jahr 2020 um 81 Mio. t/a niedrigere CO₂-Emissionen der Stromversorgung im Vergleich zum Basisszenario 2010 A (132 Mio. t/a gegenüber 213 Mio. t/a; Tabelle 3-6). Im Jahr 2030 sind die entsprechenden CO₂-Emissionen mit 54 Mio. t/a noch um 51 Mio. t/a geringer als im Basisszenario 2010 A. Nach Auslaufen der Kernenergie um das Jahr 2038 schwenkt der CO₂-Reduktionspfad wieder auf den Pfad des Basisszenarios 2010 A ein, wenn bis dahin der EE-Ausbau und die Effizienzsteigerung bei der Energienutzung – wie im Basisszenario 2010 C unterstellt – denjenigen des Basisszenarios 2010 A entsprechen.

Der Bedarf an fossilen Neukraftwerken bleibt bei einer Laufzeitverlängerung von 12 Jahren (Basisszenario 2010 C) auch nach 2020 gering. Bis 2030 sind es insgesamt 15,6 GW, also noch weitere 8 GW nach 2020. Allerdings wird parallel von einer Stilllegung von insgesamt 60 GW fossiler Altkraftwerke bis zu diesem Zeitpunkt ausgegangen. Bei einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken von 12 Jahren und mehr wäre also unter der Voraussetzung des Weiteren Ausbaus der EE wie im Basisszenario 2010 A auch die Option einer Rückhaltung von CO₂ in fossilen Kraftwerken mangels fehlenden Bedarfs in Deutschland hinfällig. Vielmehr sollten diese neuen fossilen Kraftwerke weitgehend als Gaskraftwerke errichtet werden, um die Kompatibilität mit dem gegenüber dem Basisszenario 2010 A unverändertem

¹⁴ In den Szenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung [EWI 2010] wird der Zubau von CCS-Kraftwerken ab 2025 nur möglich, weil bereits 2020 der Beitrag der EE zur Stromerzeugung mit 195 bis 204 TWh/a unter dem des Basisszenarios 2010 A mit 227 TWh/a liegt und der EE-Zubau nach 2020 deutlich an Dynamik verliert [Nitsch 2010]. So werden im Jahr 2050 dort zwischen 336 und 356 TWh/a EE-Strom erzeugt, in den Basisszenarien 2010 A und C sind es 456 TWh/a (jeweils mit importiertem EE-Strom). Einschließlich des zusätzlichen Beitrags für die EE-Wasserstoffherzeugung sind es in den Basisszenarien A und C sogar 556 TWh/a EE-Strom.

EE-Ausbau (2030 = 65% EE-Anteil an Bruttostromerzeugung) sicher zu stellen. Auch ohne CCS-Technik dafür können bei dem unterstellten EE-Ausbau die CO₂-Minderungsziele eingehalten werden.

Tabelle 3-6: Kraftwerksbestand in 2005, 2009 und 2020; Stilllegungen und Zubau von Kraftwerken zwischen 2010 und 2020 im Basisszenario 2010 A und im Basisszenario 2010 C mit um 8 bis 14 Jahre verlängerter Laufzeit von Kernkraftwerken

| Leistung in GW Jahr | BESTAND | | BASIS 2010 A | | | | BASIS 2010 C (12 Jahre) | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------------------|-----------------|--------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|--------------------|-----------------|
| | 2005 | 2009 | Stilllegung 2010-2020 | Alt- KW 2020 | Zubau 2010-2020 | Bestand 2020 | Stilllegung 2010-2020 | Alt- KW 2020 | Zubau 2010-2020 | Bestand 2020 |
| Kond. Kraftwerke | 81,6 | 81,5 | 38,7 | 42,8 | 9,4 | 52,2 | 33,8 | 47,7 | 0,6 | 48,3 |
| -Steinkohle/Übr. feste B. | 21,3 | 20,9 | 8,9 | 12,0 | 3,5 | 15,5 | 10,8 | 10,1 | 0,0 | 10,1 |
| -Braunkohle | 18,8 | 19,3 | 6,3 | 13,0 | 2,3 | 15,3 | 9,3 | 10,0 | 0,0 | 10,0 |
| -Erdgas/Öl/übrig.Gase | 20,1 | 19,9 | 6,1 | 13,8 | 3,6 | 17,4 | 12,7 | 7,2 | 0,7 | 7,9 |
| - Kernenergie | 21,4 | 21,4 | 17,4 | 4,0 | 0,0 | 4,0 | 1,1 | 20,3 | 0,0 | 20,3 |
| Öffentliche HKW | 10,4 | 11,2 | 4,0 | 7,2 | 5,6 | 12,8 | 4,0 | 7,2 | 5,0 | 12,2 |
| - HKW Braunkohle | 3,2 | 3,2 | 0,3 | 2,9 | 0,3 | 3,2 | 0,3 | 2,9 | 0,3 | 3,2 |
| - HKW (Steinkohle, Müll) | 5,5 | 6,3 | 3,4 | 3,0 | 2,9 | 5,8 | 3,4 | 3,0 | 2,9 | 5,8 |
| - HKW (Erdgas + Öl) | 1,7 | 1,7 | 0,3 | 1,4 | 2,4 | 3,8 | 0,3 | 1,4 | 1,8 | 3,2 |
| Nahwärme + Objekte | 1,4 | 2,7 | 1,1 | 1,7 | 4,2 | 5,9 | 1,1 | 1,7 | 4,0 | 5,7 |
| - BHKW(Gas;Öl) | 0,6 | 0,7 | 0,2 | 0,5 | 1,0 | 1,5 | 0,2 | 0,5 | 0,8 | 1,3 |
| - BHKW.(Biomasse) | 0,9 | 2,0 | 0,8 | 1,2 | 3,2 | 4,4 | 0,8 | 1,2 | 3,2 | 4,4 |
| Industrielle KWK | 9,3 | 10,3 | 3,7 | 6,7 | 6,8 | 13,4 | 3,7 | 6,7 | 6,1 | 12,7 |
| - HKW (Steinkohle) | 3,2 | 3,1 | 1,1 | 2,0 | 1,0 | 3,0 | 1,1 | 2,0 | 0,3 | 2,3 |
| - HKW (Erdgas, Öl) | 3,5 | 3,3 | 1,1 | 2,3 | 1,8 | 4,0 | 1,1 | 2,3 | 1,8 | 4,0 |
| - BHKW(Erdgas, Öl) | 1,4 | 1,4 | 0,5 | 0,9 | 1,7 | 2,6 | 0,5 | 0,9 | 1,7 | 2,6 |
| - BHKW (Biomasse) | 1,2 | 2,5 | 1,0 | 1,5 | 2,3 | 3,8 | 1,0 | 1,5 | 2,3 | 3,8 |
| Regenerativ (ohne Biomasse) | 24,7 | 40,0 | 13,1 | 26,9 | 76,1 | 103,0 | 13,1 | 26,9 | 76,1 | 103,0 |
| -Laufwasser(+ Zulauf zu Speiche | 4,3 | 4,4 | 0,6 | 3,8 | 0,9 | 4,7 | 0,6 | 3,8 | 0,9 | 4,7 |
| -Wind | 18,4 | 25,8 | 12,2 | 13,6 | 32,2 | 45,8 | 12,2 | 13,6 | 32,2 | 45,8 |
| -Photovoltaik | 2,0 | 9,8 | 0,3 | 9,5 | 42,3 | 51,8 | 0,3 | 9,5 | 42,3 | 51,8 |
| -Geothermie | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,3 |
| - Europ. Stromverbund | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,6 |
| Gesamt Erzeugung | 127,4 | 145,7 | 60,5 | 85,3 | 102,1 | 187,3 | 55,6 | 90,1 | 91,8 | 181,9 |
| -Steinkohle/Übr. feste B.; Müll | 30,0 | 30,3 | 13,4 | 17,0 | 7,4 | 24,3 | 15,2 | 15,1 | 3,1 | 18,2 |
| -Braunkohle | 22,0 | 22,5 | 6,6 | 15,9 | 2,6 | 18,5 | 9,6 | 12,9 | 0,3 | 13,2 |
| -Erdgas/Öl/übrig.Gase | 27,3 | 27,0 | 8,2 | 18,8 | 10,5 | 29,3 | 14,8 | 12,3 | 6,8 | 19,0 |
| Fossil (einschl. Müll) | 79,3 | 79,8 | 28,2 | 51,6 | 20,5 | 72,1 | 39,6 | 40,2 | 10,2 | 50,4 |
| Kernenergie | 21,4 | 21,4 | 17,4 | 4,0 | 0,0 | 4,0 | 1,1 | 20,3 | 0,0 | 20,3 |
| Erneuerbare einschließlich Biomasse (ohne biog. Abfall) | 26,8 | 44,5 | 14,9 | 29,6 | 81,6 | 111,2 | 14,9 | 29,6 | 81,6 | 111,2 |
| Fossile HKW | 17,1 | 17,6 | 6,1 | 11,5 | 8,3 | 19,8 | 6,1 | 11,5 | 7,0 | 18,5 |
| - HKW Braunkohle | 3,2 | 3,2 | 0,3 | 2,9 | 0,3 | 3,2 | 0,3 | 2,9 | 0,3 | 3,2 |
| - HKW Steinkohle | 8,7 | 9,4 | 4,5 | 5,0 | 3,9 | 8,8 | 4,5 | 5,0 | 3,2 | 8,1 |
| - HKW Erdgas (+ Öl) | 5,2 | 5,0 | 1,4 | 3,7 | 4,2 | 7,8 | 1,4 | 3,7 | 3,6 | 7,2 |
| BHKW gesamt | 4,0 | 6,6 | 2,6 | 4,1 | 8,2 | 12,3 | 2,6 | 4,1 | 8,0 | 12,1 |
| - BHKW, Erdgas, Öl | 2,0 | 2,1 | 0,7 | 1,4 | 2,7 | 4,1 | 0,7 | 1,4 | 2,5 | 3,9 |
| - BHKW Biomasse | 2,1 | 4,5 | 1,8 | 2,7 | 5,5 | 8,2 | 1,8 | 2,7 | 5,5 | 8,2 |
| KWK gesamt (HKW + BHKW) | 21,1 | 24,2 | 8,7 | 15,5 | 16,6 | 32,1 | 8,7 | 15,5 | 15,1 | 30,6 |
| fossile Groß-KW gesamt (KOND + HKW) | 77,3 | 77,7 | 27,4 | 50,3 | 17,7 | 68,0 | 38,8 | 38,9 | 7,6 | 46,5 |
| CO2-Emissionen , Mio. t/a der Stromerzeugung | 311 | 285 | | | | 213 | | | | 132 |
| *) ohne Pumpspeicherleistung; 2005 = 5,0 GW; **) einschl. Mischfeuerung Zubau-10; 30.10.10 | | | | | | | | | | |

Tabelle 3-7: Eckdaten des Basisszenarios 2010 C, speziell Beiträge und Anteile der EE

| | 2008*) | 2009*) | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14216 | 13398 | 13322 | 11534 | 9558 | 8328 | 7548 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 2957 | 3661 | 4128 |
| Anteil EE an PEV, % | 8,1 | 8,7 | 9,5 | 18,5 | 30,9 | 44,0 | 54,7 |
| Endenergie, PJ/a | 9098 | 8714 | 8630 | 7783 | 6958 | 6228 | 5484 |
| Endenergie EE, PJ/a | 841 | 876 | 945 | 1711 | 2411 | 3021 | 3418 |
| Anteil EE an EEV, % | 9,2 | 10,1 | 11,0 | 22,0 | 34,7 | 48,5 | 62,3 |
| Anteil EE an BEEV **), % | 8,9 | 9,7 | 10,6 | 21,2 | 33,3 | 46,7 | 60,0 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1906 | 1793 | 1822 | 1735 | 1667 | 1670 | 1678 |
| Strom Endenergie EE, PJ/a | 335 | 341 | 374 | 793 | 1167 | 1488 | 1546 |
| Anteil EE, % | 17,6 | 19,0 | 20,5 | 45,7 | 70,0 | 89,1 | 92,1 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4606 | 4435 | 4391 | 3780 | 3316 | 2822 | 2450 |
| Wärme Endenergie EE, PJ/a | 374 | 414 | 434 | 684 | 919 | 1125 | 1298 |
| Anteil EE, % | 8,1 | 9,3 | 9,9 | 18,1 | 27,7 | 39,9 | 53,0 |
| Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2589 | 2486 | 2417 | 2268 | 1975 | 1735 | 1358 |
| Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a | 132 | 121 | 138 | 233 | 325 | 408 | 574 |
| Anteil EE, % | 5,1 | 4,9 | 5,7 | 10,3 | 16,5 | 23,5 | 42,3 |
| Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾ | 615 | 582 | 594 | 569 | 558 | 587 | 645 |
| EE-Stromerzeugung, TWh/a | 93,3 | 94,8 | 108 | 227 | 361 | 485 | 556 |
| Anteil EE, % | 15,2 | 16,3 | 18,2 | 39,9 | 64,7 | 82,6 | 86,2 |
| Primärenergie, PJ/a | 14216 | 13398 | 13322 | 11534 | 9558 | 8328 | 7548 |
| Erneuerbare Energien | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 2957 | 3661 | 4128 |
| Mineralöl | 4905 | 4669 | 4686 | 3831 | 3076 | 2513 | 1778 |
| Kohlen ⁵⁾ | 3483 | 3156 | 2990 | 1553 | 698 | 407 | 206 |
| Erdgas, Erdöl, Grubengas | 3058 | 2937 | 2849 | 2491 | 2152 | 1747 | 1436 |
| Fossile Energien, gesamt | 11446 | 10763 | 10525 | 7875 | 5926 | 4667 | 3420 |
| Kernenergie | 1623 | 1472 | 1527 | 1527 | 675 | 0 | 0 |
| CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a | 797 | 739 | 722 | 499 | 340 | 246 | 154 |
| Verringerung seit 1990, % ⁶⁾ | 20,3 | 26,1 | 27,8 | 50,1 | 66,0 | 75,4 | 84,6 |
| Durch EE vermiedene CO ₂ - | 109 | 110 | 119 | 217 | 291 | 379 | 411 |
| THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁷⁾ | 988 | 905 | 886 | 624 | 444 | 339 | 235 |
| Verringerung seit 1990, % | 18,4 | 25,3 | 26,9 | 48,5 | 63,3 | 72,0 | 80,6 |

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode

²⁾ nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung

³⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁴⁾ Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern

⁵⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossiles Stromimportsaldo (ohne EE-Import)

⁶⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁷⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

*) Datenstand: Ende August 2010. Von BMU/AGEE-Stat danach veröffentlichte Angaben zu den EE (vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) können aufgrund ihrer lfd. Aktualisierung hiervon abweichen.

**) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken

In der Gesamtbilanz des Basisszenarios 2010 C (Tabelle 3-7)¹⁵ geht die Laufzeitverlängerung unter Voraussetzung der gleichen EE-Ausbauziele wie im Basisszenario 2010 A und gleicher Endenergienachfrage zu Lasten von Erdgas und insbesondere von Kohle. Im Jahr 2020 werden mit 1553 PJ/a 30% weniger Kohle und mit 2491 PJ/a 12% weniger Erdgas eingesetzt als im Basisszenario 2010 A. In 2030 sind es mit 700 PJ/a sogar 38% weniger Kohle, aber mit 2150 PJ/a nur 10% weniger Erdgas. Entsprechend verringern sich die CO₂-Emissionen in diesem Zeitraum. Im Jahr 2020 bzw. 2030 liegen sie mit 499 Mio. t/a bzw. 340 Mio. t/a um 15% unter denjenigen des Basisszenarios 2010 A und sind nach Auslaufen der Kernenergienutzung identisch mit denjenigen des Basisszenarios 2010 A.

3.3 Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050

Für die Bereitstellung von Wärme durch Brennstoffe sowie Fern- und Nahwärme wurden im Jahr 2009 gut 50% der Endenergie umgesetzt und 38% der energiebedingten CO₂-Emissionen erzeugt. Zu 53% wird der Energiebedarf durch die Raumheizung bestimmt, knapp 30% benötigt die Industrie als Prozesswärme, die restlichen 17% werden für den Warmwasser- und Prozesswärmebedarf der Haushalte und der Kleinverbraucher eingesetzt. Seine Umstrukturierung und Optimierung mittels der Strategieelemente Effizienzsteigerung, Nutzwärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien ist für einen erfolgreichen Klimaschutz von herausragender Bedeutung, zumal mit Öl und Gas zu über 70% Energieträger eingesetzt werden, die eine starke Importabhängigkeit aufweisen, deren Preise in letzter Zeit beträchtlich gestiegen sind und die voraussichtlich in absehbarer Zeit knapp werden. Im Vergleich zur hohen Aufmerksamkeit, die dem Stromsektor in der energiepolitischen Diskussion meist gewidmet wird, findet der Wärmemarkt zu selten die ihm zustehende Bedeutung. Für einen erfolgreichen Klimaschutz spielt der Umbau des Wärmesektors jedoch eine herausragende Bedeutung.

Die stärksten Wirkungen einer verstärkten Effizienzstrategie zeigen sich beim zukünftigen Energiebedarf für die Wärmebereitstellung. Der Gesamtbedarf an Wärme (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) sinkt in den Basisszenarien bis 2020 mit 4283 PJ/a auf 84% des Wertes von 2009 und bis 2050 mit 2879 PJ/a auf 56% (Abbildung 3.16; die Szenarien A, B und C sind hinsichtlich der Wärmeversorgung bis auf geringe Unterschiede in der KWK identisch). Der Beitrag der EE steigt bis 2020 (ohne Stromanteil an der Wärmeversorgung) auf 18% und bis 2030 auf knapp 28%. Im Jahr 2050 kann mit 53% etwas mehr als die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie mittels EE bereitgestellt werden. Damit gelingt eine nahezu völlige Verdrängung des Heizöls aus dem Wärmemarkt. Der Beitrag des Erdgases wird auf 40% des heutigen Verbrauchs reduziert, es wird nur noch im Prozesswärmebereich und in der KWK eingesetzt.

Der Beitrag netzgebundener Wärme (Fern- und Nahwärme einschließlich Objekt-KWK; ohne industrielle KWK) steigt von derzeit 380 PJ/a bis 2030 auf 680 PJ/a und bis 2050 auf 875 PJ/a. An fossilen Brennstoffen werden im Jahr 2050 noch 1150 PJ/a benötigt, was 30% des heutigen fossilen Einsatzes entspricht. Der Stromeinsatz im Wärmesektor beläuft sich derzeit auf 530 PJ/a (147 TWh/a), wovon 16% für die Raumwärme benötigt werden; weitere 27% dienen der Warmwasserbereitung. Der weitaus größte Anteil wird für die Bereitstellung

¹⁵ Weitere Angaben zu den Szenariovarianten Basis B und C findet man im Datenanhang.

industrieller Prozesswärme benötigt. Mit der Mobilisierung von Effizienzpotenzialen kann der Stromeinsatz für Wärmezwecke insgesamt verringert werden. Im Jahr 2050 liegt er noch bei 430 PJ/a (119 TWh/a). Der Strombedarf für Raumwärme bleibt mit rund 80 PJ/a (24 TWh/a) im Wesentlichen konstant. Während Strom für die direkte Raumheizung bzw. Speicherheizung deutlich sinkt, wächst der Anteil des in Wärmepumpen eingesetzten Stroms von derzeit 2,1 TWh/a (7,6 PJ/a) auf 15,3 TWh/a (55,2 PJ/a) im Jahr 2050.

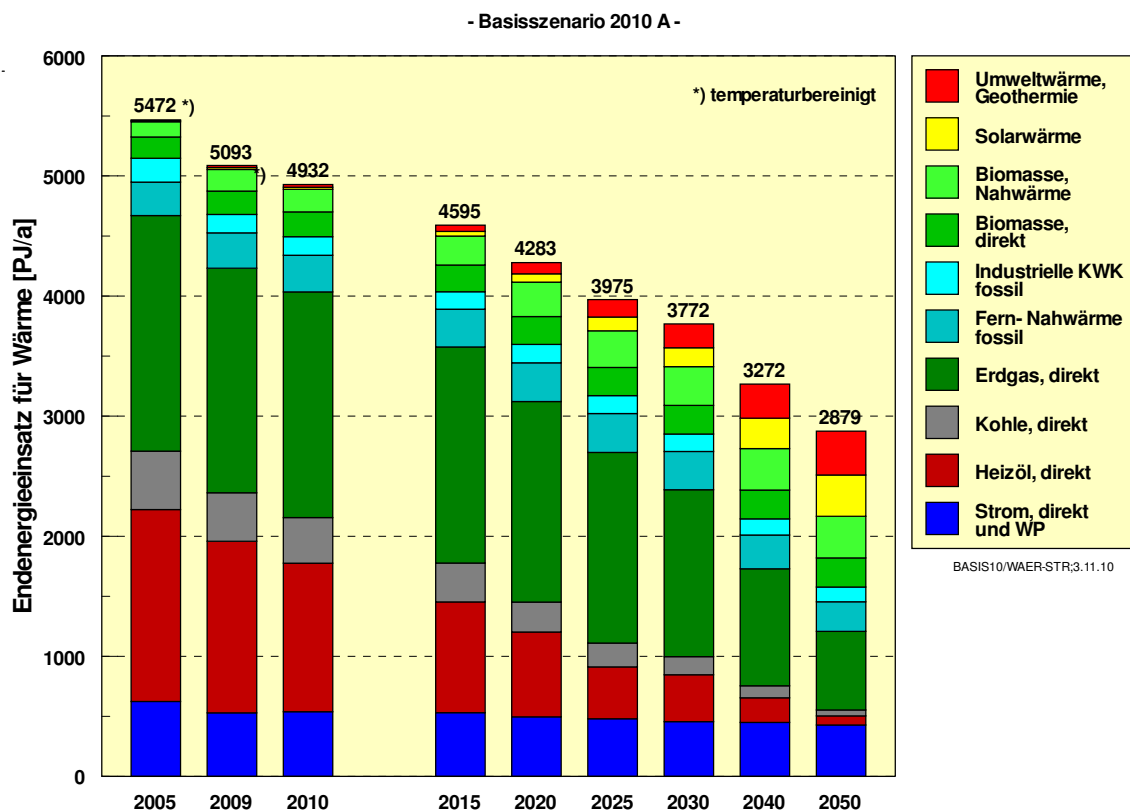


Abbildung 3.16: Endenergieeinsatz für Wärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme)

In allen Bereichen der Wärmenutzung gibt es beträchtliche Effizienzpotenziale. Um die bedeutendsten Potenziale, die im Raumwärmesektor liegen, weitgehend ausschöpfen zu können, bedarf es bis 2050 aber eines gravierenden Strukturwandels (Abbildung 3.17). Neben einer vollständigen energetischen Sanierung des Altbaubestands erfordern die weiter vordringende KWK und der EE-Ausbau in Form größerer Kollektoranlagen, Biomasse- und Geothermieranlagen in erheblichem Ausmaß die Umwandlung von Einzelheizungen in netzgebundene Wärmeversorgungen. Im Basisszenario 2010 A steigt ihr Anteil an der Raumwärmebereitstellung von derzeit 13% auf 60% im Jahr 2050. Die Effizienzstrategie bewirkt eine Verringerung der Raumwärmenachfrage von derzeit 2668 PJ/a auf 1830 PJ/a (68%) im Jahr 2030 und auf 1290 PJ/a (48%) in 2050. Dazu ist eine Reduktion des mittleren spezifischen Raumwärmeverbrauchs von Wohngebäuden von derzeit jährlich 154 kWh/m² auf 71 kWh/m² und von Nichtwohngebäuden von derzeit 102 kWh/m² pro Jahr auf 49 kWh/m² erforderlich, was etwas mehr als einer Halbierung der heutigen Durchschnittswerte entspricht.

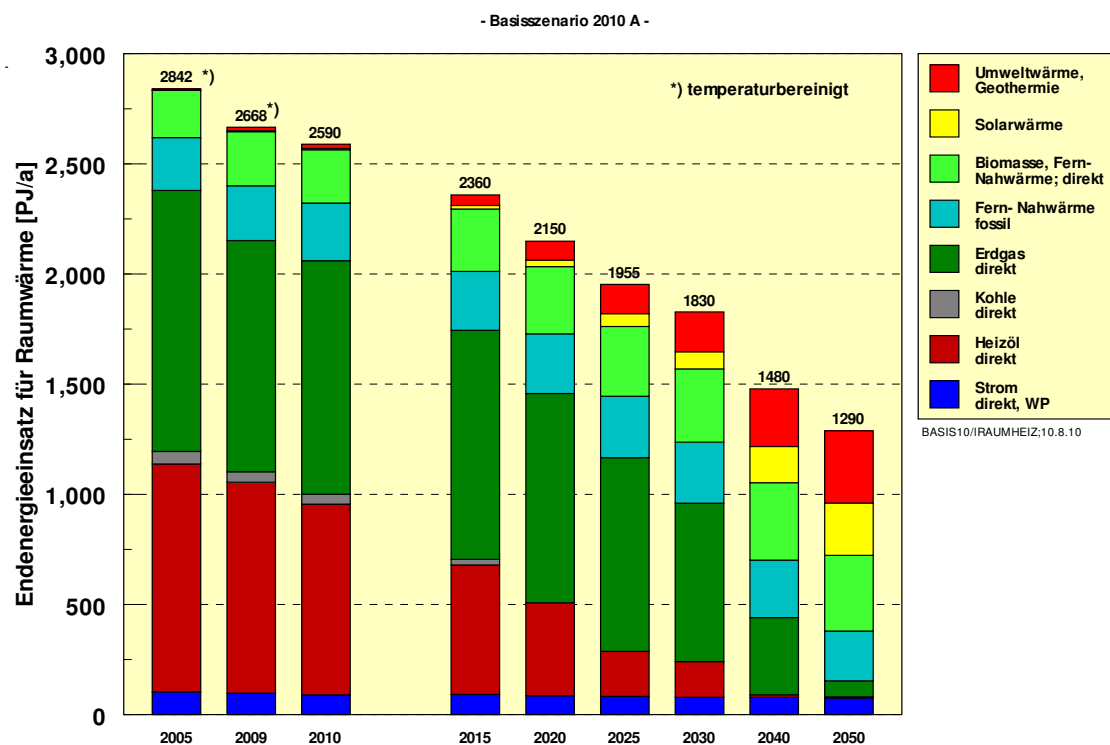


Abbildung 3.17: Endenergieeinsatz für Raumwärme im Basisszenario 2010 A (einschließlich Stromeinsatz für Wärme)

Wegen der großen Einsparpotenziale ermöglicht die Effizienzstrategie eine beachtliche Verminderung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor. Von den insgesamt zwischen 2009 und 2050 vermiedenen 214 Mio. t CO₂/a im Wärmebereich stammen 76% aus der Reduktion der Wärmenachfrage und dem fossilen KWK-Ausbau. Ohne eine erfolgreiche Mobilisierung dieser Minderungspotenziale ist eine effiziente Klimaschutzstrategie im Wärmesektor nicht zu erreichen. Bis 2020 trägt der Wärmesektor wegen dieses „Effizienzanteils“ überproportional zur gesamten CO₂-Reduktion bei. Er setzt auch die Erdgasmengen frei, die im Stromsektor für den weiteren KWK-Ausbau und für erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke benötigt werden. Gegenüber einem fossilen Energieverbrauch von 2300 PJ/a (Heizöl, Kohle, Erdgas) im Jahr 2009 werden in 2050 nur noch 300 PJ/a (nur Erdgas), also 13% für Raumwärme benötigt.

Die klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung erfordern also auch im Wärmesektor neben dem EE-Ausbau noch erhebliche strukturelle Veränderungen innerhalb der nächsten Jahrzehnte. Nach den jetzigen Erkenntnissen erfordert die derzeitige Dynamik am Wärmemarkt eine deutliche Verbesserung und Verstärkung des energiepolitischen Instrumentariums, wenn diese strukturellen Veränderungen zeitgerecht erreicht werden sollen. Insbesondere sollten sich die Kommunen hier ihrer großen Verantwortung bei Planung und Durchsetzung entsprechender Energiekonzepte bewusst werden.

In Tabelle 3-8 ist der Beitrag der durch EE bereitgestellten Wärmemengen aufgelistet. Mit rund 5%/a mittlerer Wachstumsrate bis 2020 wächst der EE-Wärmemarkt deutlich langsamer als der EE-Strommarkt. Darin spiegelt sich das weniger wirksame energiepolitische Einführungsinstrumentarium im Vergleich zum Strommarkt wider. Das strukturelle Potenzial der Biomasse wird bis 2030 weitgehend ausgeschöpft. Biomasse dominiert aber auch dann noch

eindeutig die EE-Wärmebereitstellung. Trotz starken Wachstumsannahmen für Kollektor- und Umweltwärme (im Basisszenario 2010 A um durchschnittlich 10%/a bis 2030) gewinnen deren Beiträge erst ab etwa 2030 eine ähnliche Bedeutung wie bereits heute die Biomasse. Relativ stärker als die Gesamtmenge muss im Basisszenario 2010 die Wärmeversorgung mit Nahwärmenetzen wachsen, was neben unzureichenden Förderungsinstrumenten ein weiteres schwerwiegendes strukturelles Hemmnis darstellt.

Insgesamt steigt die EE-Menge für die Wärmebereitstellung von derzeit 414 PJ/a (115 TWh/a), was einem Anteil von 9% entspricht, bis 2020 auf 684 PJ/a (190 TWh/a), entsprechend einem Anteil von 18%. In 2050 lauten die entsprechenden Werte 1300 PJ/a (361 TWh/a) bzw. 53%. Die CO₂-Emissionen der Wärmebereitstellung verringern sich deutlich von derzeit 277 Mio. t/a auf 73 Mio. t CO₂/a in 2050.

Der Stromeinsatz im Wärmesektor verringert sich absolut von 173 TWh/a auf 119 TWh/a im Jahr 2050, gewinnt aber relativ an Bedeutung (derzeit: 23% des gesamten Wärmebedarfs, 2050: 33%). Ursache dafür ist zum einen der wachsende Einsatz von Wärmepumpen für Raumheizzwecke (mit 31,5 GW_{th} Heizleistung in 2050 nahezu eine Verzehnfachung des heutigen Wertes), zum anderen der Stromeinsatz für industrielle Prozesswärme, der geringere Einsparpotenziale besitzt als der übrige Wärmesektor. Weiterhin ist der wachsende Strombedarf für Klimatisierung von Bedeutung.

Tabelle 3-8: Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A

| in TWh/a | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Biomasse | 97,2 | 104,9 | 109,3 | 128,8 | 144,6 | 150,5 | 156,5 | 163,0 | 163,6 |
| - Biogas, Klärgas u. a. *) | 16,4 | 17,2 | 18,3 | 22,9 | 27,0 | 28,4 | 29,7 | 32,2 | 32,2 |
| - feste Biomasse | 75,8 | 82,6 | 85,8 | 100,4 | 111,6 | 116,1 | 120,8 | 124,8 | 125,4 |
| - biogener Abfall | 5,0 | 5,1 | 5,2 | 5,5 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 |
| Solarkollektoren | 4,1 | 4,8 | 5,1 | 10,5 | 19,5 | 31,7 | 43,9 | 70,6 | 95,3 |
| - Einzelanlagen | 4,0 | 4,7 | 4,9 | 9,2 | 15,8 | 23,5 | 31,2 | 43,1 | 50,3 |
| - Nahwärme | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 1,3 | 3,7 | 8,2 | 12,7 | 27,5 | 45,0 |
| Umweltwärme, Geothermie | 4,6 | 5,0 | 6,3 | 14,7 | 26,0 | 40,5 | 55,0 | 78,9 | 101,7 |
| - Einzelanlagen (WP) | 4,4 | 4,7 | 5,8 | 11,8 | 18,0 | 24,1 | 30,3 | 35,9 | 43,0 |
| - Nahwärmeeinrichtungen | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 2,9 | 8,0 | 16,4 | 24,7 | 43,0 | 58,7 |
| EE-Wärme gesamt **) | 105,9 | 114,7 | 120,7 | 153,9 | 190,1 | 222,8 | 255,4 | 312,5 | 360,6 |
| - davon Nahwärme | 47,0 | 49,6 | 53,1 | 71,3 | 91,8 | 109,7 | 127,6 | 166,4 | 200,2 |
| Nachrichtlich: | | | | | | | | | |
| Ges. Strom für Wärme | 173 | 147 | 158 | 149 | 140 | 133 | 127 | 125 | 119 |
| - davon für Raumheizung | 28 | 27 | 26 | 26 | 24 | 23 | 22 | 22 | 21 |
| - davon für WP | 1,8 | 2,1 | 2,6 | 4,9 | 6,9 | 9,1 | 11,2 | 13,1 | 15,3 |

*) enthält auch Deponiegas und flüssige Brennstoffe

**) ohne EE-Strom für Wärme (bei WP nur Anteil Umweltwärme)

Um obigen Zubau an EE zu erreichen, sind die in Abbildung 3.18 dargestellten jährlichen Leistungszuwächse erforderlich. Der derzeitige Umsatz liegt bei knapp 5 GW_{th}/a und besteht zu etwa 40% aus Biomasse-Einzelheizungen (enthalten sind hierin auch reine Heizwerke). Der Umsatz an Biomasse- und Biogasanlagen wird nach dem raschen Anstieg der letzten

Jahre 2003 bis 2007 in Zukunft im Wesentlichen stabil bleiben und sich zwischen 3 und knapp 4 GW_{th}/a einpendeln. Für Solar- und Geothermieranlagen (einschließlich Wärmepumpen) ist ein deutlicher Anstieg zu erwarten. Bis 2020 steigt der Gesamtumsatz der EE-Anlagen zur Wärmebereitung auf 9 GW_{th}/a. 50% des Marktes im Jahr 2020 bestehen dann aus Solarkollektoranlagen mit einem merklichen Anteil von Nahwärmelanlagen. Der Kollektormarkt wächst im Basisszenario 2010 A bis 2020 auf 4,6 GW_{th}/a und beträgt dann das Sechsfache des heutigen Volumens. Deutlich wächst auch der Markt für Geothermieranlagen (Wärmepumpen und hydrothermale Anlagen); sein Volumen beträgt im Jahr 2020 mit 1,5 GW_{th}/a gut das Fünfzehnfache des heutigen Umsatzes.

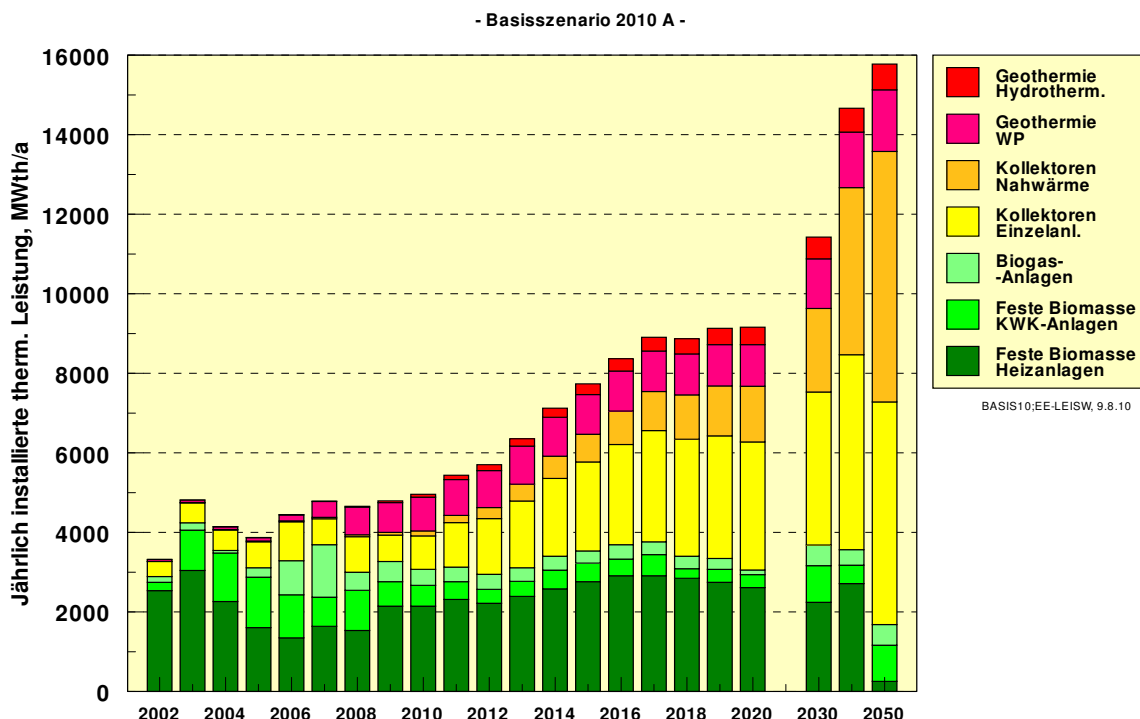


Abbildung 3.18: Jährlich installierte thermische Leistung von EE im Wärmemarkt im Basisszenario 2010 A (Neubau und Ersatz)

Nach 2020 steigt die Nachfrage nach EE im Wärmemarkt in den Szenarien weiter. Im Jahr 2030 werden gut 11 GW_{th}/a und in 2050 rund 16 GW_{th}/a an thermischen EE-Anlagen umgesetzt, also das etwa Dreifache des heutigen Wertes. Vergleicht man Abbildung 3.18 mit der entsprechenden Abbildung für den Stromsektor (Abbildung 3.11), so erkennt man, dass der Markt für EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung in eine noch stärkere Wachstumsdynamik eintreten muss als es EE-Anlagen im Stromsektor in der Vergangenheit erlebt haben, um zu den im Basisszenario 2010 A unterstellten Anteilen bis 2050 (> 50%) zu gelangen. Dazu muss jedoch das gesamte Förderinstrumentarium besser und effektiver ausgestaltet werden. Zusätzlich muss das Engagement „vor Ort“, also im Bereich der kommunalen Planung und Durchführung stärker als bisher im Mittelpunkt der Umsetzungsbemühungen stehen.

3.4 Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050

3.4.1 Entwicklung der Verkehrsleistungen und resultierender Endenergieverbrauch

Der Energieverbrauch des Verkehrs ist bis 2000 ständig gestiegen. Seit 2002 ist er etwa konstant (2002: 2670 PJ/a; 2008: ca. 2643 PJ/a). Wegen des weiterhin deutlichen Anstiegs der Verkehrsleistungen im Güter- und im Luftverkehr wurden spezifische Effizienzverbesserungen weitgehend kompensiert [UBA 2006]. Zusätzlich behinderte im Individualverkehr der Trend zu immer größeren Fahrzeugen, zu höherem Komfort sowie aufwändiger Sicherheitstechnik einen merklichen Rückgang des Kraftstoffverbrauchs. Die EU-Vorgaben zur Minimierung der CO₂-Emissionen werden aber zukünftig einen wachsenden Druck auf den spezifischen Kraftstoffverbrauch von PKW ausüben. In Verbindung mit einer nicht mehr ansteigenden Verkehrsleistung im Personenverkehr kann daher dort von einem Rückgang des Energiebedarfs ausgegangen werden. Längerfristig wird dieser Rückgang durch sinkende Bevölkerungszahlen noch verstärkt. Im Güterverkehr ist dagegen keine Trendwende in Sicht, vielmehr wird von einer weiteren deutlich wachsenden Verkehrsleistung ausgegangen. Der Verbrauchszuwachs kann allerdings gedämpft werden, wenn deutliche Verlagerungen des Güterverkehrs auf die Schiene stattfinden.

Für die Basisszenarien 2010 wurden die Gesamtverkehrsleistungen den Eckdaten für das Energiekonzept (Stand 13.4.10) entnommen; die Aufteilung auf die Verkehrsträger geschah in Anlehnung an [WWF 2009] und [Renewability 2009]. Im Personenverkehr zeigen sich wenig strukturelle Veränderungen, nach 2030 geht der Individualverkehr zurück; der Flugverkehr steigt bis 2030 noch deutlich (Tabelle 3-9). Die Güterverkehrsleistung wächst, bezogen auf das „Normaljahr“ 2008 bis 2040 um 42% und damit deutlich stärker als das BIP mit 26%. Entsprechend [WWF 2009] und [UBA 2010c] wird angenommen, dass sich die Güterverkehrsleistung der Bahn bis 2030 etwa verdoppeln lässt, wenn rechtzeitig die richtigen Investitionen getroffen werden (vgl. auch: [Holzhey 2010]). Auch die Verkehrsleistung der Schifffahrt nimmt noch zu, so dass die Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs bis 2050 „nur“ um 50% steigt. Im Basisszenario 2010 A wird von einer Reduktion des mittleren spezifischen Kraftstoffverbrauchs bei Verbrennungsmotoren um 27% im Individualverkehr und um 21% im Straßengüterverkehr bis 2020 ausgegangen. Die längerfristigen Reduktionspotenziale des spezifischen Kraftstoffverbrauchs (bis 2050) werden im Individualverkehr bei 50% gesehen, im Straßengüterverkehr bei 40%.

Mit diesen Annahmen sinkt der Endenergieverbrauch im Personenverkehr bis 2020 um 18% auf 1384 PJ/a. Der Verbrauchsrückgang verstärkt sich danach durch den Aufwuchs der effizienten Elektromobilität (mit 33% Anteil im Jahr 2050) und sparsamer Wasserstoff-PKW (20% im Jahr 2050) sowie durch den Rückgang der Personenverkehrsleistung ab 2030. Mit 748 PJ/a werden in 2050 nur noch 45% des derzeitigen Endenergieverbrauchs für den Personenverkehr benötigt (Tabelle 3-9). Wegen der beträchtlichen Wachstumstendenzen im Güterverkehr dämpft die Effizienzsteigerung hier mittelfristig nur den Verbrauchszuwachs. Der Endenergieverbrauch des Güterverkehrs steigt bis 2025 noch um 11% und liegt im Jahr 2050 mit 787 PJ/a nur 12% unter dem derzeitigen Verbrauch. Insgesamt sinkt der Endenergieverbrauch des Verkehrs bis 2020 um 8% und bis 2050 mit 1536 PJ/a um 40% unter den gegenwärtigen Verbrauch.

Tabelle 3-9: Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr und resultierender Endenergieverbrauch (PJ/a) im Basisszenario 2010 A

| Basisszenario 2010 A | 2005 | 2008 | 2009 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Motorisierter Personenverkehr (Mrd. pkm) | 1084 | 1101 | 1090 | 1085 | 1110 | 1105 | 1058 | 1010 |
| PKW/Zweiräder | 875 | 890 | 880 | 872 | 888 | 883 | 840 | 799 |
| Bahnen (Nah + Fern) | 92 | 91 | 90 | 92 | 96 | 98 | 97 | 95 |
| ÖPNV Straße | 64 | 62 | 62 | 61 | 59 | 55 | 53 | 50 |
| Flugzeug | 53 | 58 | 58 | 60 | 67 | 69 | 68 | 66 |
| Güterverkehr (Mrd. tkm)^{*)} | 563 | 653 | 635 | 645 | 775 | 870 | 930 | 912 |
| LKW | 403 | 487 | 478 | 482 | 560 | 617 | 650 | 604 |
| Bahn | 95 | 100 | 93 | 95 | 142 | 172 | 192 | 215 |
| Schiff | 64 | 65 | 63 | 67 | 71 | 78 | 85 | 90 |
| Flugzeug | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 |
| Nachrichtlich: Endenergieverbrauch Verkehr (PJ/a) | 2586 | 2643 | 2542 | 2474 | 2351 | 2092 | 1883 | 1536 |

*) ohne Rohrleitungen

3.4.2 Beitrag der erneuerbaren Energien im Basisszenario 2010 A

Im Basisszenario 2010 A werden im Verkehr – neben der in Abschnitt 3.1.3 abgeleiteten Biokraftstoffmenge und dem steigenden Einsatz von EE-Strom für den Schienenverkehr – zusätzliche Mengen an EE-Strom genutzt, zum einen für Elektromobilität und zum anderen für die Bereitstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse (Tabelle 3-10). Wesentlicher Grund für die Einführung der Option „Wasserstoff“ (bzw. alternativ von EE-Methan) ist die Erkenntnis, dass bei hohen EE-Beiträgen an der gesamten Energieversorgung, die vorwiegend nur über EE-Strom bereitgestellt werden können, grundsätzlich ein chemischer Energieträger als Speichermedium benötigt wird. Damit rückt aber auch eine sinnvolle Verwendung dieses Wasserstoffs in den Vordergrund, die nicht ausschließlich in der bloßen (ineffizienten) „Rückverstromung“ liegen kann. Sein Einsatz im Verkehr ist eine zusätzliche, naheliegende Nutzungsmöglichkeit, da der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff in Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen bereits vielfach erfolgreich demonstriert wurde [UBA 2006]. Die Bereitstellung des Wasserstoffs für den Verkehr wird in der Einführungsphase dadurch erleichtert, dass sein Erzeugung dezentral erfolgt (u. a. Elektrolyseanlagen an Tankstellen), so dass dafür noch keine spezielle Wasserstoffinfrastruktur benötigt wird¹⁶. Für die im Basisszenario 2010 im Jahr 2050 angenommene Wasserstoffmenge in Höhe von 274 PJ/a (76 TWh/a) werden 100 TWh/a EE-Strom benötigt.

¹⁶ Im Szenario 100%-S/H2 (Kapitel 4) erfolgt eine Vertiefung dieser Strategie. Dort wird auch die Option EE-Methan vorgestellt, die sich infrastrukturell ideal in die Erdgasversorgung einfügt.

Tabelle 3-10: Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien im Basisszenario 2010 A und Einsatz von EE-Strom

| in TWh/a | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| Biokraftstoffe | 36,7 | 33,6 | 38,3 | 45,8 | 64,7 | 74,4 | 83,3 | 83,3 | 83,3 |
| EE-Wasserstoff | - | - | - | - | - | - | 7,0 | 30,0 | 76,0 |
| EE-Kraftstoffe | 36,7 | 33,6 | 38,3 | 45,8 | 64,7 | 74,4 | 90,3 | 113,3 | 159,3 |
| EE-Strom für Elektromobilität *) | 0 | 0 | 0 | 0,5 | 2,8 | 4,9 | 9,6 | 17,1 | 24,7 |
| EE-Strom für übrige Mobilität *) | 2,3 | 2,4 | 2,7 | 4,7 | 8,0 | 11,4 | 14,8 | 20,0 | 21,8 |
| Anteil EE-Kraftstoffe an gesamtem Kraftstoffverbrauch (%) | 5,1 | 4,9 | 5,7 | 7,0 | 10,3 | 12,5 | 16,5 | 23,5 | 42,3 |
| EE-Anteil an Endenergie Verkehr (%) | 5,5 | 5,2 | 6,0 | 7,6 | 11,6 | 14,6 | 19,7 | 28,8 | 48,3 |
| Nachrichtlich: EE-Strom für Wasserstoff | - | - | - | - | - | - | 10 | 41 | 100 |

*) nachrichtlich; bereits in Tabelle 3-2 enthalten. Für „übrige Mobilität“ ist der EE-Anteil am gesamten Stromeinsatz für den Schienenverkehr ausgewiesen.

Neben dem EE-Strom für Elektromobilität ist auch die über EE bereitgestellte Strommenge für den Schienenverkehr ersichtlich. Wegen des deutlich steigenden EE-Anteils an der Stromerzeugung wird dieser Beitrag im Basisszenario 2010 A erst 2050 von der EE-Strombereitstellung für den Individualverkehr übertroffen. Insgesamt wird im Verkehr im Jahr 2050 ein Deckungsanteil der EE (einschließlich Anteil am Bahnstrom) am Endenergieverbrauch von 48% erreicht. Der Anteil der Kraftstoffe (Biokraftstoffe + Wasserstoff) – bezogen auf den gesamten Kraftstoffverbrauch – erreicht dann 42,3%. Im Jahr 2020 beläuft er sich auf 10,3%, was etwa der angestrebten Reduktion an THG-Emissionen von 7% entspricht. Mit 11% EE-Anteil am Endenergieverbrauch wird im Jahr 2020 auch das EU-Ziel von 10% erreicht.

Im Jahr 2050 werden 33% der Verkehrsleistung im Individualverkehr elektrisch erbracht, 18% mit Biokraftstoffen und 20% mit Wasserstoff (Brennstoffzellen und/oder Verbrennungsmotor). Der Individualverkehr basiert damit zu gut 70% auf EE. Im Straßengüterverkehr stammen 30% der Verkehrsleistung von Fahrzeugen mit Biokraftstoffen und 19% von Fahrzeugen mit Wasserstoff (Verbrennungsmotoren). Um die begrenzten Mengen an Biokraftstoffen nicht unnötig aufzusplitteln stützen sich Flug- und Schiffverkehr im Basisszenario 2010 A noch zu 100% auf fossile Kraftstoffe. Es sind selbstverständlich auch Aufteilungen vorstellbar, in denen diese beiden Verkehrsträger einen Teil der Biokraftstoffe nutzen. Es kann beispielsweise attraktiv sein, Biokraftstoffe weitgehend für den Flugverkehr zu reservieren, da dort die Substitutionsmöglichkeiten für andere Kraftstoffe (Wasserstoff) relativ aufwändig sind.

Im Basisszenario 2010 A ergibt sich die in Abbildung 3.19 dargestellte Endenergiestruktur im Verkehrssektor. Von den fossilen Kraftstoffen nimmt nur noch Kerosin leicht zu, Benzin nimmt stetig ab, während Dieselmotoren zunächst auf dem heutigen Niveau bleiben, um dann nach 2015 ebenfalls abzunehmen. Im Jahr 2020 werden mit 2035 PJ/a fossiler Kraft-

stoffe noch 86% der heutigen Menge benötigt, 2050 ist es mit 783 PJ/a nur noch ein Drittel. Die CO₂-Emissionen des Verkehrssektors sinken von 177 Mio. t CO₂/a im Jahr 2009 auf 57 Mio. t CO₂/a in 2050, was 37% der Gesamtemissionen in diesem Jahr entspricht. Gegenüber 2009 sind die CO₂-Emissionen im Verkehr um 68% gesunken. Der Verkehr ist also in diesem Szenario noch unterproportional an der gesamten CO₂-Minderung von 79% (gegenüber 2009) beteiligt.

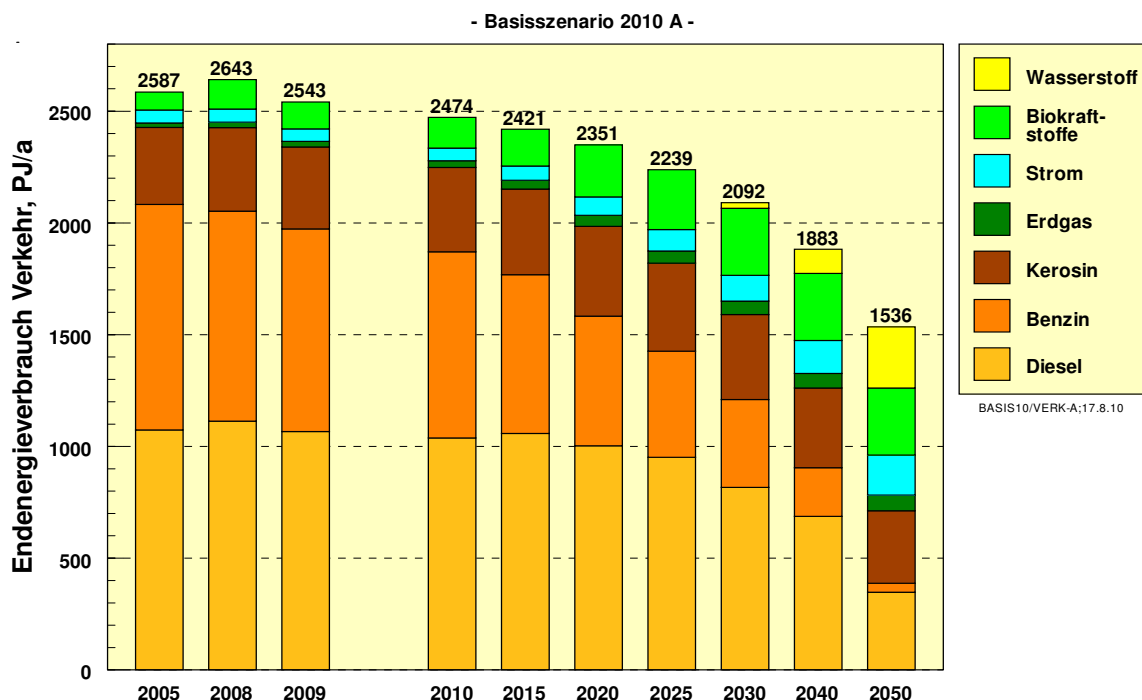


Abbildung 3.19: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Basisszenario 2010 A nach Energieträgern

3.4.3 Bedeutung der Elektromobilität (Basisszenario 2010 B) und weitere Strukturvarianten im Verkehr

Im **Basisszenario 2010 B** wird der längerfristige Ausbau der Elektromobilität soweit forciert, dass der Individualverkehr in Verbindung mit der Nutzung von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff im Jahr 2050 nahezu emissionsfrei vonstatten geht. Dazu ist es erforderlich im Jahr 2050 ca. 66% (Basisszenario 2010 A: 33%) der Individualverkehrsleistung mit Elektrofahrzeugen abzuwickeln. Weitere 17% werden mit Biokraftstoffen und 12% mit EE-Wasserstoff gedeckt. Aufgrund der hohen Effizienz des Elektroantriebs in PKW und des dadurch geringeren Endenergieverbrauchs ist es auch möglich, höhere Beiträge von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff für den Güterverkehr (ggf. auch für den Flugverkehr und die Schifffahrt) bereitzuhalten, so dass sich dort der EE-Anteil im Jahr 2050 auf 50% steigern lässt im Vergleich zum Basisszenario 2010 A mit einem EE-Anteil von 47% (Tabelle 3-11). Einschließlich des EE-Stromanteils decken damit die Erneuerbaren im Jahr 2050 rund 55% des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors.

Tabelle 3-11: Eckdaten des Basisszenarios 2010 B, speziell Beiträge der EE

| | 2008*) | 2009*) | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14216 | 13398 | 13306 | 11263 | 9465 | 8279 | 7506 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 2982 | 3708 | 4207 |
| Anteil EE an PEV, % | 8,1 | 8,7 | 9,5 | 18,9 | 31,5 | 44,8 | 56,1 |
| Endenergie, PJ/a | 9098 | 8714 | 8630 | 7780 | 6928 | 6195 | 5449 |
| Endenergie EE, PJ/a | 841 | 876 | 944 | 1710 | 2432 | 3059 | 3489 |
| Anteil EE an EEV, % | 9,2 | 10,1 | 10,9 | 22,0 | 35,1 | 49,4 | 64,0 |
| Anteil EE an BEEV **), % | 8,9 | 9,7 | 10,6 | 21,2 | 33,8 | 47,6 | 61,7 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1906 | 1793 | 1822 | 1728 | 1692 | 1714 | 1757 |
| Strom Endenergie EE, PJ/a | 335 | 341 | 372 | 793 | 1188 | 1526 | 1617 |
| Anteil EE, % | 17,6 | 19,0 | 20,4 | 45,9 | 70,2 | 89,1 | 92,0 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4606 | 4435 | 4391 | 3789 | 3310 | 2825 | 2457 |
| Wärme Endenergie EE, PJ/a | 374 | 414 | 434 | 684 | 919 | 1125 | 1298 |
| Anteil EE, % | 8,1 | 9,3 | 9,9 | 18,1 | 27,8 | 39,8 | 52,8 |
| Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2589 | 2486 | 2417 | 2263 | 1926 | 1657 | 1235 |
| Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a | 132 | 121 | 138 | 233 | 325 | 408 | 574 |
| Anteil EE, % | 5,1 | 4,9 | 5,7 | 10,3 | 16,9 | 24,6 | 46,5 |
| Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾ | 615 | 582 | 594 | 567 | 565 | 599 | 666 |
| EE-Erzeugung, TWh/a | 93,3 | 94,8 | 108 | 227 | 367 | 496 | 575 |
| Anteil EE, % | 15,2 | 16,3 | 18,2 | 40,0 | 65,0 | 82,8 | 86,3 |
| Primärenergie, PJ/a | 14216 | 13398 | 13306 | 11263 | 9465 | 8279 | 7506 |
| Erneuerbare Energien | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 2982 | 3708 | 4207 |
| Mineralöl | 4905 | 4670 | 4684 | 3803 | 2965 | 2397 | 1637 |
| Kohlen ⁶⁾ | 3483 | 3156 | 3029 | 2230 | 1130 | 373 | 187 |
| Erdgas, Erdölgas, Grubengas | 3058 | 2937 | 2905 | 2803 | 2391 | 1803 | 1474 |
| Fossile Energien, gesamt | 11446 | 10763 | 10618 | 8836 | 6486 | 4573 | 3298 |
| Kernenergie | 1623 | 1472 | 1418 | 295 | 0 | 0 | 0 |
| CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a | 797 | 739 | 729 | 584 | 390 | 238 | 144 |
| Verringerung seit 1990, % ⁶⁾ | 20,3 | 26,1 | 27,1 | 41,5 | 61,0 | 76,2 | 85,6 |
| Durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a | 109 | 110 | 119 | 217 | 295 | 385 | 421 |
| THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁷⁾ | 988 | 905 | 893 | 709 | 494 | 331 | 225 |
| Verringerung seit 1990, % | 18,4 | 25,3 | 26,3 | 41,4 | 59,2 | 72,7 | 81,4 |

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode

²⁾ nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung

³⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁴⁾ Bruttostromverbrauch einschließlich Strom aus Pumpspeichern

⁵⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich Stromimportsaldo

⁶⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁷⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

*) Datenstand: Ende August 2010. Von BMU/AGEE-Stat danach veröffentlichte Angaben zu den EE (vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) können aufgrund ihrer lfd. Aktualisierung hiervon abweichen.

**) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken

Dieser sehr weitgehende Einsatz von Elektrofahrzeugen erfordert gegenüber dem Basisszenario 2010 A einen zusätzlichen Stromeinsatz in Höhe von 24 TWh/a, der ausschließlich aus Erneuerbaren bereitgestellt wird. Dies erfordert rund 8 GW EE-Leistung mehr; die installierte EE-Leistung im Basisszenario 2010 B beträgt somit im Jahr 2050 rund 193 GW. Der EE-Anteil am Endenergieverbrauch steigt auf 64% (Basisszenario 2010 A: 62,3%), derjenige am Primärenergieverbrauch auf 56% (Basisszenario 2010 A: 54,8%). Damit lassen sich die CO₂-Emissionen in 2050 gegenüber dem Basisszenario 2010 A um weitere 9 Mio. t/a auf 144 Mio. t CO₂/a reduzieren. Im Basisszenario 2010 B wird so gegenüber dem Ausgangswert 1990 eine CO₂-Reduktion um 85,6% erreicht (Basisszenario 2010 A um 84,7%).

Die entsprechende Entwicklung der Anzahl von Fahrzeugen mit Elektro- bzw. Hybridantrieb geht von der Zielsetzung der Bundesregierung von 1 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2020 aus. In der Fortschreibung werden im Basisszenario 2010 A bis 2030 rund 4,5 Mio. Fahrzeuge und bis 2050 rund 14 Mio. Fahrzeuge erreicht. Im Basisszenario 2010 B wird für 2020 bereits ein Wert von 1,4 Mio. Fahrzeugen unterstellt und ein sehr dynamisches Wachstum angenommen. Mit 7,5 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2030 wird das im Energiekonzept genannte Ziel von 6 Mio. Fahrzeugen übertroffen. Im Jahr 2050 dominieren Elektrofahrzeuge mit 30 Mio. Stück den PKW-Markt.

Zusammen mit den gegenüber dem Basisszenario 2010 A unveränderten Beiträgen von Biokraftstoffen und EE-Wasserstoff sowie dem EE-Anteil am Stromverbrauch des Schienenverkehrs steigt der Beitrag der EE im Verkehrssektor auf insgesamt 829 PJ/a im Jahr 2050 (Abbildung 3.20), versechsfacht sich also gegenüber dem derzeitigen Beitrag.

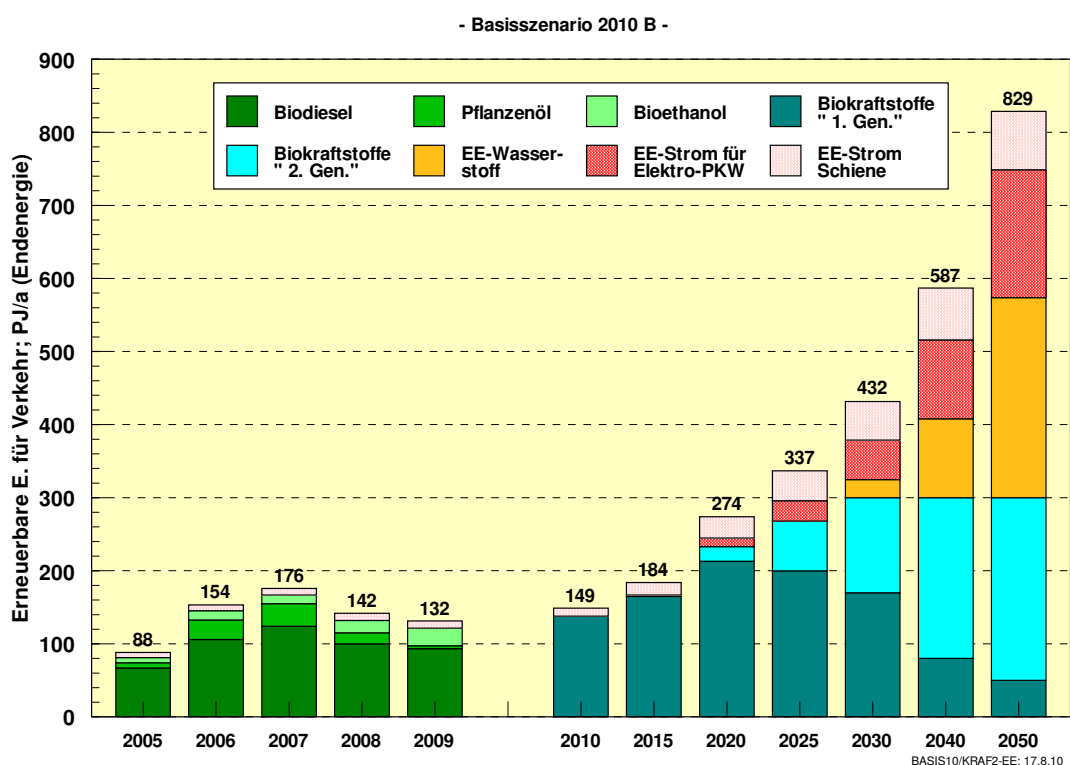


Abbildung 3.20: Beitrag erneuerbarer Energien im Verkehr im Basisszenario 2010

Ihr Anteil am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrs im Jahr 2050 steigt mit 55,2% über die 50%-Marke (Basisszenario 2010 A: 48,3%; vgl. Tabelle 3-10). EE-Strom allein deckt mit 255 PJ/a (71 TWh/a) knapp 17% des Endenergieverbrauchs im Verkehr.

Die verbleibenden CO₂-Emissionen des Verkehrs belaufen sich im Jahr 2050 noch auf 48 Mio. t CO₂/a entsprechend 27% des heutigen Wertes. Der Verkehrssektor erbringt also im Vergleich zum Strom- und Wärmesektor einen etwas geringeren Anteil an der gesamten Emissionsminderung der Energieversorgung auf 19,5% (gegenüber 2009).

Die Ablösung fossiler Kraftstoffe kann aus heutiger Sicht auf sehr unterschiedliche Art erfolgen. Neben einer möglichst weitgehenden Reduktion des Energieverbrauchs stehen zur nichtfossilen Deckung des Restbedarfs prinzipiell drei Optionen zur Verfügung. Dies sind Biokraftstoffe, direkte Nutzung von EE-Strom und aus EE-Strom hergestellte speicherbare Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan. Alle Optionen besitzen attraktive Potenziale und haben noch weitere Entwicklungsmöglichkeiten. Sie besitzen aber auch jeweils spezifische Vor- und Nachteile bzw. Grenzen besitzen. Deshalb ist es derzeit zu früh, eine dieser Optionen eindeutig zu bevorzugen. In den Basisszenarien werden für den längerfristigen Zeitraum alle drei Optionen berücksichtigt. Zum einen kommt darin die prinzipielle Offenheit dieser Entwicklungen zum Tragen, zum andern kann nicht nur aus der Sicht des Verkehrssektors argumentiert werden. Die Notwendigkeit, bei dem Umbau der Energieversorgung in Richtung sehr hoher EE-Anteile bis hin zu einer vollständig auf EE basierten Energieversorgung über einen aus EE-Strom herstellbaren chemischen Energieträger (EE-Wasserstoff, EE-Methan) verfügen zu können, ist ein weiterer Grund, dessen Einsatzmöglichkeiten auch im Verkehr zu berücksichtigen. Im Vergleich mit zwei weiteren aktuellen Untersuchungen [WWF 2009; BMU 2010c] zur Struktur des Energieverbrauchs im Verkehrssektor im Jahr 2050 wird diese Position deutlich¹⁷.

Im Basisszenario 2010 B sind im Jahr 2050 alle drei Optionen mit etwa gleicher Bedeutung vertreten (Tabelle 3-12). Der auf 300 PJ/a begrenzte Beitrag von Biokraftstoffen wird flankiert durch ähnlich hohe Beiträge von Wasserstoff und den direkten Einsatz von EE-Strom. Damit sind für die beiden letzten Optionen die Voraussetzungen für die weitere Substitution der verbleibenden fossilen Energiemengen nach 2050 geschaffen. In den Verkehrskategorien werden die Akzente unterschiedlich gesetzt. Im Individualverkehr dominiert die Elektromobilität (46% des Energieverbrauchs), Biokraftstoffe und Wasserstoff folgen mit 28% bzw. 18% in größerem Abstand. Im Güterverkehr werden zu etwa gleichen Teilen Biokraftstoffe und Wasserstoff eingesetzt (je etwa 25% des Energieverbrauchs), es folgt Strom (Bahn) mit 8%.

Im Innovationsszenario nach [WWF 2009] werden die fossilen Kraftstoffe bis 2050 fast ausschließlich durch Biomasse ersetzt, wobei der Beitrag von Strom für Elektromobilität in ähnlicher Größenordnung liegt wie im Basisszenario A. Biomasse steht dort allerdings nur noch in geringem Ausmaß für die stationäre Nutzung zur Verfügung. Die Wasserstoffoption ist bis 2050 kaum berücksichtigt und steht damit für eine weitere Substitution nach 2050 nicht sofort zur Verfügung. Bei einem insgesamt vergleichbaren gesamten Endenergieeinsatz von Bio-

¹⁷ Es werden im weiteren Verlauf des Vorhabens noch weitere Szenarien für den Verkehr gerechnet und miteinander verglichen. Dies geschieht auf Basis neuer Erkenntnisse zu möglichen Fahrzeugkonzepten und Marktentwicklungen in Abhängigkeit von energiepolitischen Rahmenbedingungen (u. a. Marktszenarien aus einem parallel laufenden Projekt zur Elektromobilität für das BMWi, berechnet vom DLR-Institut für Fahrzeugkonzepte). Hierbei werden auch die Kosten für die Infrastrukturen mit berücksichtigt.

masse (Strom, Wärme Kraftstoffe = 1140 PJ/a) wird aber in [WWF 2009] rund 200 PJ/a mehr Biomasseeinsatz (Primärenergie) benötigt.

Auch die Szenarien zum Energiekonzept [EWI 2010] gehen von einem hohen Biokraftstoffeinsatz im Verkehr aus. Wasserstoff ist auch in diesen Szenarien so gut wie nicht berücksichtigt. Sie entsprechen damit in der Struktur weitgehend dem WWF-Szenario, das ebenfalls von Prognos erstellt wurde. Die vorgegebene Grenze von 2200 PJ/a „zulässigem“ Biomassepotenzial in den Szenarien für das Energiekonzept wird voll ausgeschöpft. Wird angenommen, dass das heimische Potenzial von 1535 PJ/a voll genutzt wird, so müssen zusätzlich noch weitere 40% Biomasse importiert werden. Soll damit ein klimawirksamer Nutzen verbunden sein, so verlangt diese hohe Importquote ein Höchstmaß an glaubwürdigen Zertifizierungsmaßnahmen und -kontrollen.

Tabelle 3-12: Höhe und Struktur der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (Jahr 2050) in verschiedenen Untersuchungen (in PJ/a) und gesamte Biomasse für alle Nutzungen

| Jahr 2050 | Fossil | Biokraftstoffe | Wasserstoff | Elektromobilität | Übriger Strom | Gesamter Verbrauch | Gesamte Biomasse |
|-----------------------------------------|--------|----------------|-------------|------------------|---------------|--------------------|------------------|
| Basis 2010 A | 783 | 300 | 274 | 89 | 90 | 1536 | 1535*) |
| Basis 2010 B | 662 | 300 | 274 | 175 | 90 | 1501 | 1535*) |
| WWF Innovation | 436 | 921 | 10 | 101 | 86 | 1560 | 1720 |
| McKinsey&Company für BMU | ~980 | ~80 | k.A. | ~250 | ~90 | ~1400 | ~500 |
| Szenario II A zum Energiekonzept | 503 | 778 | 15 | 134 | ~90 | 1520 | 2170 |
| Nachrichtlich: 2009 | 2365 | 121 | 0 | 0 | 59 | 2542 | 820 |

*) im Inland nutzbares Primärenergiepotenzial (vgl. Abschnitt 3.1.3)

In einer weiteren Untersuchung für das BMU [BMU 2010c] wurde im Kontrast zu den oben genannten Studien von einem extrem niedrigen Biomassepotenzial zwischen 320 und 680 PJ/a (Mittelwert ~500 PJ/a) für Deutschland ausgegangen, wobei ~80 PJ/a für den Verkehr vorgesehen sind, also weniger als heute bereits an Biokraftstoffen eingesetzt wird. Dieses niedrige Potenzial rührt in dieser Untersuchung von der strikten Anwendung der globalen Gleichheitsprämisse her (global gleicher Pro-Kopf-Anspruch auf das energetisch nutzbare Potenzial der Biomasse). Außerdem hat der Verkehrssektor dieselbe Emissionsminderung wie alle anderen Sektoren zu erbringen. Daraus wurde zur Erfüllung der Klimaschutzziele für den Individualverkehr ein notwendiger Anteil von bis zu 93% an Elektromobilität abgeleitet. Der Wasserstoffoption wurde ein großes Potenzial bescheinigt, ohne sie jedoch in die Abschätzung einzubeziehen. Mit den beiden Untersuchungen [WWF 2009] und [BMU 2010c] dürften die Extremvarianten der möglichen Beiträge von Biokraftstoffen und Elektromobilität im Verkehr des Jahres 2050 abgedeckt sein.

4 Szenarien einer sehr weitgehenden Versorgung mit erneuerbaren Energien

4.1 Bedeutung chemischer Energieträger für große Beiträge erneuerbarer Energien

Im 21. Jahrhundert steht die überwiegend auf fossilen Ressourcen basierte Energieversorgung vor zwei zentralen Herausforderungen: einerseits ist sie die Hauptursache für den anthropogenen Klimawandel und andererseits werden die Ressourcen auf absehbare Zeit knapp. Aus diesen Gründen ist die Energieversorgung im Zuge der „Dekarbonisierung“ mittel- und langfristig wieder auf EE zurückzuführen, wie dies schon von Beginn der Industrialisierung der Fall war. EE werden abermals zur zentralen Primärenergiequelle.

Sehr große Mengen an EE, wie sie für die weitgehende oder vollständige Versorgung von Volkswirtschaften mit diesen Energiequellen erforderlich sind, werden aber fast vollständig als Strom bereitgestellt werden. Das liegt zum einen an der überragenden Bedeutung der Strahlungsenergie und der Windenergie als größter bzw. zweitgrößter erneuerbarer Energiequelle, zum andern daran, dass die direkte thermische Nutzung von EE (Kollektoren, Erdwärme) auf Niedertemperaturwärme beschränkt ist und strukturell relativ großen Restriktionen (Wärmenetze) ausgesetzt ist. Der Nutzung von Biomasse, als universell einsetzbarer chemischer Energieträger, sind dagegen potenziell enge Grenzen gesetzt.

4.1.1 Möglichkeiten und Grenzen der Ausgleichsoptionen für EE-Strom

Die Nutzung von Wind- und Solarstrom unterliegt meteorologischen Gegebenheiten, die in dem schwankenden Angebot (Fluktuationen) besonders deutlich werden. Dieses schwankende Angebot kann mit der ebenfalls schwankenden Nachfrage über drei Wege synchronisiert werden:

- eine großräumige Verbindung von Angebot und Nachfrage (Netzausbau)
- dem gesteuerten Verbrauch bzw. der gesteuerter Erzeugung (Erzeugungs- und Lastmanagement)
- der Speicherung von elektrischer Energie bzw. der Wandlung in eine andere, speicherbare Energieform

Die ökonomisch-strukturell optimale Verknüpfung dieser Ausgleichsoptionen kann lokal sehr unterschiedlich ausfallen. Simulationen mit komplexen Modellen, welche die meteorologischen Gegebenheiten und die obigen technischen Optionen ausreichend differenziert abbilden, können dazu wichtige Erkenntnisse liefern. Hier besteht allerdings noch weiterer Entwicklungsbedarf. Aus technischer Sicht stellt sich die Rangfolge der Ausgleichsoptionen wie folgt dar:

Ausgleichsoption Netzausbau

Ein reiner Netzausbau kann das Problem der Speicherung erleichtern, jedoch nicht vollständig lösen, da regelmäßig jährlich Wettersituationen auftreten, in denen über 1 bis 2 Wochen das Angebot von Wind- und Solarenergie auch großräumig äußerst gering ausfallen kann.

Selbst durch einen europäischen Netzverbund wird dieses Problem nicht behoben [von Bremen 2009]. Die Nutzung von überregionalen Ausgleichseffekten erfordert einen starken Ausbau der verfügbaren Transportleistung. Trotz dieses Ausgleichs können bis zu 70% der Lastleistung von Zeit zu Zeit nicht aus den meteorologisch abhängigen Quellen Windenergie und Fotovoltaik gedeckt werden. Der Ausgleich wird erleichtert, wenn EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken, dessen Erzeugung über Wärmespeicher zeitlich verlagert und verstetigt werden kann, in größerem Umfang importiert wird. Andere Ausgleichsoptionen, wie Speicher oder Erzeugungs- und Lastmanagement müssen jedoch zusätzlich bereitgestellt werden. Dennoch ist der Netzausbau ein zentrales Instrument bei der Integration von EE in das Energieversorgungssystem.

Ausgleichsoption Erzeugungs- und Lastmanagement

Das schwankende Angebot von Wind- und Solarstrom kann durch Erzeugungs- und Lastmanagement teilweise ausgeglichen werden. So kann etwa die gesteuerte Bereitstellung von Strom aus Pumpspeichern und von flexiblen Biogasanlagen in begrenzten Bereichen die Versorgungslücken von Wind- und Solarstrom schließen [Mackensen et al. 2008]. Allerdings ist das nachhaltige Potenzial von Biomasse für den vollständigen Ausgleich bei hohen Anteilen von EE nicht ausreichend (vgl. Abschnitt 3.1.3 und [Stern 2009]).

Über den gesteuerten Verbrauch von EE-Strom (Lastmanagement) können die Fluktuationen der Stromversorgung stark gedämpft werden (Kapitel 5.4). Eine intelligente Einbindung von Elektrofahrzeugen, Klimaanlage und Wärmepumpen in „Smart Grids“ und die Bereitschaft der Verbraucher zum zeitlich flexiblen Stromverbrauch sind dafür eine wesentliche Voraussetzung [Stadler 2005; Klobasa 2007]. Auch im idealen Einsatz löst das Lastmanagement jedoch nicht das Problem der Speicherung, weil nicht jeder Stromverbrauch aus Zeiten mit wenig Wind- und Solarangebot verschoben werden kann.

Ausgleichsoption Kurz- und Langzeitspeicher

Speicher sind grundsätzlich für den Fluktuationsausgleich gut geeignet. Sie sind jedoch aufgrund der limitierten Speicherkapazität in ihrem Einsatz begrenzt, weshalb eine Unterscheidung in Kurzzeitspeicher (für Stunden und Tage) und Langzeitspeicher (für Wochen und Monate) zweckmäßig und notwendig ist. Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher oder Batteriesysteme können die Versorgungslücken von Wind- und Solarenergie für wenige Stunden schließen bzw. Überschüsse von EE-Strom auffangen. Dabei sind Pumpspeicher und Batterien die technisch effizientesten Optionen. Allerdings ist ihre Kapazität begrenzt. Die heute vorhandenen **Pumpspeicherwerke** in Deutschland haben eine Kapazität von etwa 0,04 TWh_{el}. Zum Ausgleich von Fluktuationen bei sehr hohen Anteilen von EE-Strom (> 50%) werden jedoch Kapazitäten von etwa 20 bis 40 TWh_{el} benötigt, was dem 500- bis 1000-fachen der heutigen Pumpspeicherkapazität entspricht. Ein europäischer Stromverbund reduziert zwar diese Kapazitäten, jedoch verbleibt selbst bei idealem Ausgleich ein großer Bedarf an Speichern. Die Erschließung von zusätzlichen (Pump-) Speicherkapazitäten z. B. in Skandinavien mit etwa 70 TWh_{el} ist eine vielversprechende Zukunftsoption. Sie setzt jedoch zum einen ein stark ausgebautes Netz nach Nordeuropa voraus [SRU 2010]. Zum anderen werden diese Kapazitäten nur im Rahmen eines europäischen Gesamtsystems genutzt werden können, was den möglichen Anteil Deutschlands deutlich begrenzt.

Elektrochemische Speicher (Batterien) werden vorwiegend als Backup-Technik in Kraftwerken eingesetzt und können als Kurzzeitspeicher dienen. Trotz ihrer hohen Stromverlagerungskosten ist ein steigender Bedarf an dezentralen Speichern zu erwarten, um regionale Versorgungsaufgaben zu lösen (Netzengpässe, Kopplung mit PV-Anlagen zur Deckung des Eigenbedarfs). Hier können auch mobile Batterien in der Elektromobilität eingeordnet werden. Ihre Kapazität zur Stromspeicherung ist als sehr gering einzustufen. Selbst wenn im Idealfall alle 45 Mio. PKW in Deutschland elektrisch fahren und mit einer Batterie von 20 kWh_{el} ausgestattet werden, ergibt sich bei einer 50%igen Nutzung eine Kapazität von 0,45 TWh_{el}. Damit könnte nur für wenige Stunden die deutsche Stromversorgung sichergestellt werden. Die Nutzung von Elektromobilen als Kurzzeitspeicher ist langfristig demnach nur im dezentralen Einsatz zu erwarten [Stern et al. 2010].

Adiabate Druckluftspeicher speichern neben Druckluft auch Wärme, um einen vollständig regenerativen Betrieb mit hohen Wirkungsgraden zu ermöglichen. Sie können zukünftig als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden, stehen allerdings in einer Nutzungskonkurrenz um unterirdischen Raum (CCS, Geothermie, Wasserstoff, Erdgas). Die bestehenden Druckluftspeicherkapazitäten in Deutschland belaufen sich auf 0,0006 TWh_{el} [VDE 2009; dena 2008].

4.1.2 Chemische Energieträger als Langzeitspeicher und neuer Energievektor

Als Langzeitspeicher für Wochen oder gar Monate und für die Speicherung sehr großer Mengen von EE-Strom ist keine dieser Techniken geeignet. Langzeitspeicher sind jedoch in Kombination mit allen anderen Ausgleichsmaßnahmen der einzige Weg, Wind- und Solarstrom soweit handhabbar zu machen, dass konventionelle Kraftwerke dauerhaft ersetzt werden können und EE-Strom in großen Mengen auch für andere Verbrauchssektoren zur Verfügung stehen kann. Es wird somit eine chemische Form für EE-Strom als „erneuerbare Primärenergie“ benötigt. Zum einen muss die Umwandlung in sehr unterschiedlichen Leistungen bei möglichst großer Effizienz und sehr flexibel dezentral und zentral erfolgen können, zum anderen muss die Umwandlungstechnik stets und mit kurzen Reaktionszeiten in der Lage sein, dem fluktuierenden EE-Angebot zu folgen. Transport und Verteilung des chemischen Energieträgers sollten weitgehend auf vorhandenen Infrastrukturen aufbauen können. Der entstehende Energieträger muss multifunktional nutzbar sein. Er muss als Brennstoff sowohl für die „Rückverstromung“ in größeren Kraftwerken, wie in dezentralen Anlagen (Gasmotoren, Brennstoffzellen), möglichst mittels KWK einsetzbar sein, als auch direkt im Wärmebereich (für Mittel- und Hochtemperaturwärme). Letztlich muss er auch als Kraftstoff im Verkehrssektor eingesetzt werden können (vgl. Einsatz von Wasserstoff bzw. Methan in den Szenarien in den Jahren 2040 und 2050).

Diese Eigenschaften treffen auf die in dieser Studie betrachteten chemischen Energieträger Wasserstoff und Methan zu. Beide Nutzungspfade beginnen mit elektrolytisch erzeugtem **Wasserstoff** aus EE-Strom. Er ist prinzipiell in der Lage, die durch die Angebotsstruktur der erneuerbaren Energien gesetzten Grenzen zu überwinden und bei hohen EE-Anteilen, erst recht bei einer vollständig auf EE basierenden Energieversorgung allen Energienutzern zu jeder Zeit eine gesicherte Energieversorgung zu gewährleisten. Da jedoch Verluste bei der Wasserstoffbereitstellung und -nutzung unvermeidlich sind und diese zusätzliche Kosten verursachen, liegt es auf der Hand, dass zuvor alle anderen preiswerteren Verfahren der direkten Nutzung von EE-Strom ausgeschöpft werden sollten ([Nitsch 2002], vgl. u. a. Elektromobilität und Wärmepumpen im Basisszenario 2010 B).

Die wichtigsten Eckdaten der verschiedenen Elektrolyseverfahren sind in Tabelle 4-1 zusammengestellt [RECCS 2007; Krewitt 2004; UBA 2006]. Als Referenztechnologie in den Szenarien wird die fortgeschrittene alkalische Hochdruckelektrolyse verwendet. Um die genannten Eckdaten innerhalb der nächsten 10 bis 15 Jahre zu erreichen, sind weitere Forschungsanstrengungen und Entwicklungsbedarf sowie eine Ausweitung des Marktvolumens von Elektrolysen erforderlich. Das erfordert die explizite Berücksichtigung dieser Option in den längerfristigen Umbaustrategien der Energieversorgung.

Tabelle 4-1: Vergleich der wichtigsten Eckdaten verschiedener Wasserelektrolyseure

| Parameter | Einheit | Heutige alkalische Elektrolyse | Fortgeschr. alkalische Elektrolyse | Membran-Elektrolyse | HT-Elektrolyse (autotherm) | HT-Elektrolyse (allotherm) |
|-----------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|
| Temperatur | °C | 80 | 90-120 | 120 | 900 | 900 |
| Druck | MPa | 1,5 | 5 (~10) | 3 | 2 | 2 |
| Elektrischer Energieeinsatz | kWh _{el} /Nm ³ H ₂ | 4,6 | 3,9 - 4,0 | 4,0 | 3,2 | 2,6 |
| Wärmeeinsatz | kWh _{th} /Nm ³ H ₂ | | | | 0,6 | 1,1 |
| Wirkungsgrad* bez. auf Hu | % | 65 | 75 - 77 | 75 | 78 | 78 |
| Investitionskosten (Hu) | €/kW _{H2} | 1000 | ~500 | | | |

* $\eta_{el} = 100 \%$ (erneuerbarer Strom; Wirkungsgradmethode), $\eta_{th} = 90 \%$, $\eta_{Erdgas} = 90 \%$, (1 Nm³ H₂ = 3 kWh (Hu); = 3,55 kWh (Ho))

Die Nutzung von Wasserstoff in den zwei Hauptbereichen: „Langzeitspeicherung für Strom“ und „Brenn- und Kraftstoff“ muss auch bei der Kostenbetrachtung unterschieden werden. Im ersten Fall ist ein Vergleich mit anderen Optionen der Langzeitspeicherung von Strom, also mit Pumpspeichern und Druckluftspeichern, anzustellen. Dies ist aktuell in [VDE 2008] geschehen. Es handelt sich dabei um Speicher mit Leistungen im GW-Bereich. Nur mit Wasserstoff können dagegen die erforderlichen Speicherkapazitäten von mehreren 100 GWh erbracht werden. Speicherkosten in dieser Kategorie sind generell hoch und reichen von 5 bis 10 ct/kWh_{el} für Pumpspeicher bis 40 ct/kWh_{el} (heutige Druckluftspeicher) bzw. 23 ct/kWh_{el} (zukünftige Druckluftspeicher). Wasserstoffspeicher liegen mit 25 ct/kWh_{el} (heute) bis 10 ct/kWh_{el} (zukünftig) dazwischen (Abb. 11 in [VDE 2008]), haben aber mit knapp 40% (Werte in [VDE 2008]: Elektrolyse 65%; Verdichtung 97%, Verstromung 60%) den geringsten Wirkungsgrad. Dieser Wert kann hinsichtlich der Elektrolyse als relativ konservativ betrachtet werden.

Im zweiten Fall ist der Vergleich mit den zukünftigen Preisen fossiler Brenn- und Kraftstoffe notwendig. Maßgeblich sind dabei die Kosten (Preise) des Stroms, mit dem die Elektrolyse betrieben wird. Aus Abbildung 4.1 wird ersichtlich, dass diese Kosten um 2020 mit Strom aus Wind-Offshore mit ~28 €/GJ noch nicht in die Nähe der Gestehungskosten von heutigen Biokraftstoffen (Biodiesel, Bioethanol, Rapsöl mit Gestehungskosten zwischen 15 bis 20 €/GJ) gelangen können. Allerdings könnte zukünftig mit anderweitig nicht verwertbarem Überschussstrom (z. B. Direktvermarktung mit zeitweise niedrigen kurzfristigen Grenzkosten) Wasserstoff relativ günstig auch bei niedriger Auslastung bereitgestellt werden. Längerfristig kann EE-Wasserstoff mit 17 bis 23 €/GJ (bzw. 6 bis 8 ct/kWh_{th}) auch zu Vollkosten mit Bio-

kraftstoffen (der 2. Generation) und insbesondere mit den dann erwarteten Preisen fossiler Brennstoffe und fossiler Kraftstoffe konkurrieren. Erdgas wird im Preisfad A in 2050 ca. 31 €/GJ; Benzin/Diesel ca. 40 €/GJ kosten, im Preisfad B werden es 21,5 €/GJ und 34 €/GJ sein.

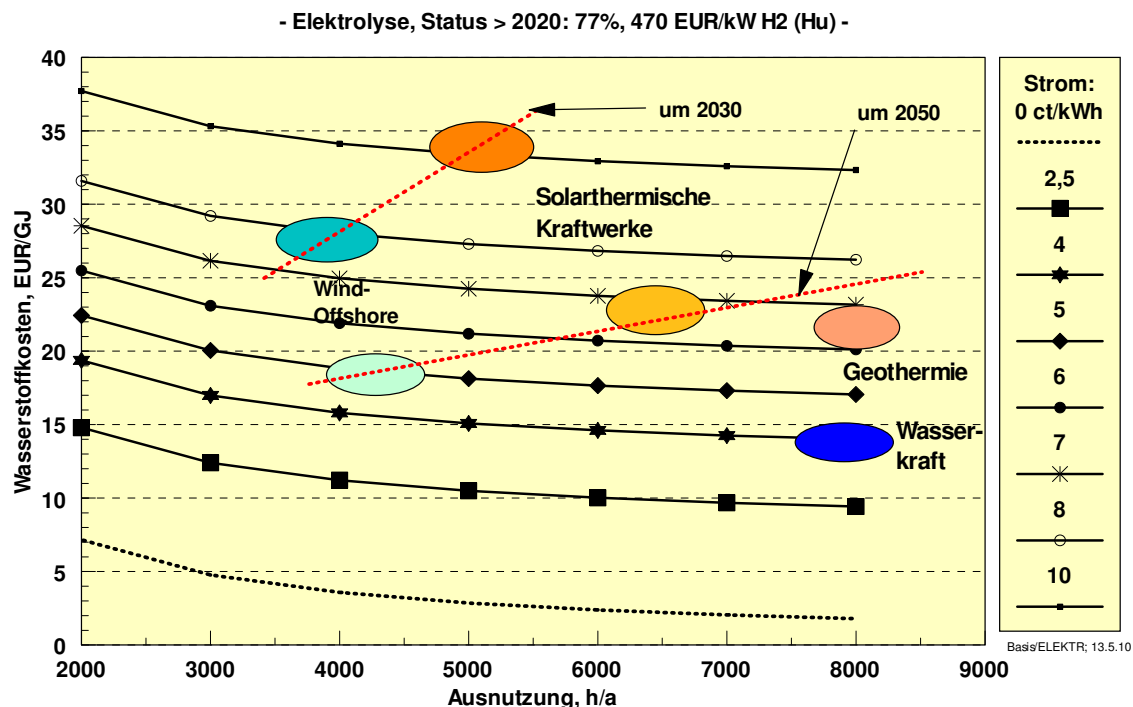


Abbildung 4.1: Wasserstoffgestehungskosten (€/GJ (Hu)) in Abhängigkeit der jährlichen Ausnutzung der Elektrolyse und der Stromkosten (in ct/kWh_{el})

Wasserstoff kann auch eingeschränkt in Erdgasnetzen transportiert und verteilt werden. Mit dem Betrieb reiner Wasserstoffnetze liegen langjährige Erfahrungen vor [Winter/Nitsch 1989]. In früheren Stadtgasnetzen betrug der Wasserstoffanteil bis zu 50%. Eine anteilige Einspeisung ohne Veränderungen des Erdgasnetzes ist bis zu einem Wasserstoffanteil von 5% möglich, die an jeder Stelle des Gasnetzes eingehalten werden müssen [DVGW G 260 2008]. Bei höheren Anteilen sind Modifikationen der Mess- und Abrechnungstechnik und verschiedener Gasanwendungen (Gasturbinen, Prozessgas, Brenner) notwendig. Ferner ist der Versprödung von Materialien und der sicherheitstechnisch relevanten Diffusion von Wasserstoff vorzubeugen (DBI GUT, 2010). Eine generelle Problematik liegt in der Gaszusammensetzung, die durch die fluktuierende Einspeisung von Wasserstoff aus fluktuierendem EE-Strom beeinträchtigt wird. Die Konstanz der Zusammensetzung ist jedoch für die Funktionalität und das Abrechnungswesen der Gasversorgung elementar. Eine Lösung besteht in Zwischenspeichern für Wasserstoff, deren Größe nach den anfallenden Wasserstoffmengen zu bestimmen ist.

Bei reinem Wasserstoff verteuern sich gegenüber Erdgas wegen höheren Verdichterleistungen die Transportkosten etwa um 50%, die Kapazität von Gasspeichern sinkt bei gleichem Druck bei Wasserstoff etwa auf ein Drittel gegenüber Methan [Winter/Nitsch 1989]. Für Wasserstoff als Kraftstoff ist allerdings bis auf ein auch aus anderen Gründen stark ausgebautes Stromnetz keine umfassende Wasserstoffinfrastruktur notwendig, da die betreffenden Elektrolyseure auch dezentral an Tankstellen errichtet werden kön-

nen. Diese müssen dann allerdings mit den notwendigen Speicherkapazitäten für Wasserstoff ausgestattet sein. Systematische Vergleiche dazu sind in [UBA 2006] angestellt worden. Wertvolle Erfahrungen bei der Vor-Ort-Produktion von gasförmigem Wasserstoff durch Elektrolyseure können beispielsweise seit diesem Jahr in Deutschland beim Betrieb der neuen Wasserstofftankstelle in Berlin, Holzmarktstraße gesammelt werden. Am zukünftigen neuen Berliner Flughafen Willy-Brandt-BBI soll durch die Kooperation der Firmen Enertrag und TOTAL eine Wasserstoff-Tankstelle mit Vor-Ort-Erzeugung aus 100% Windstrom realisiert werden (geplante Inbetriebnahme 2012) [Schnell 2010].

Die infrastrukturellen und technischen Nachteile des Wasserstoffs können durch den weiteren Konversionsschritt, nämlich die Methanisierung von Wasserstoff, beseitigt werden. **EE-Methan** kann in die bestehenden Gasnetze in Erdgasqualität eingespeist werden. Der energetische Mehraufwand ist gegenüber dem höheren Aufwand der Kompression von Wasserstoff und ggf. der Zwischenspeicherung von Wasserstoff abzuwiegen. Wird für „erneuerbares Methan“ atmosphärisches CO₂ oder CO₂ aus Biokonversionsprozessen in die Methanisierungsreaktion eingebunden, ist die spätere Nutzung von Methan klimaneutral. Auch konzentrierte CO₂-Quellen aus Industrieprozessen können genutzt werden, wenn andernfalls das CO₂ in die Atmosphäre entlassen würde. Die Methanisierungsreaktion mit reinem CO₂ ist allerdings – im Gegensatz zur Wassergasreaktion bei der Kohle- oder Biomassevergasung – noch nicht Stand der Technik. In Pilotprojekten [Specht et al. 2010] ist sie allerdings derzeit in Erprobung und verspricht gute Ausbeuten. So können derzeit im Pilotmaßstab Methanisierungsraten von 82% erreicht werden, wobei nutzbare Abwärme bei 280°C anfällt.

Im Gegensatz zur Methanisierung sind reine Wasserstoffkonzepte nicht auf eine CO₂-Quelle angewiesen. Der Vorteil von Methan liegt hingegen in der uneingeschränkten Nutzung der vorhandenen Infrastruktur inklusive Messtechnik und Endverbrauchergeräte. Nutzungskonkurrenzen für unterirdische Speicher entfallen, da das vorhandene Erdgasnetz mit einer Speicherkapazität von 220 TWh_{th} genutzt werden kann [Sternner et al. 2010]. Die notwendigen Gasspeicher sind vorhanden. Die in den Szenarien längerfristig vorhandenen Gaskraftwerke und Gas-BHKW können direkt mit EE-Methan befeuert werden, Anpassungen wie im Falle von EE-Wasserstoff entfallen. Dies ist ein weiterer Grund dafür, dass Gaskraftwerke sehr gut als „Brückentechnologie“ für den Übergang in das „EE-Zeitalter“ geeignet sind [Schüwer et al. 2010].

In [Sternner 2009] wurden derartige Konzepte untersucht. Bei hohen CO₂-Konzentrationen (CO₂ aus Biomasseprozessen; z. B. beim Upgrading von Biogas) könnten in entwickelten größeren Anlagen (mehrere 10 MW) längerfristig Nutzungsgrade (Verhältnis EE-Methan/EE-Stromeinsatz) um 65% erreicht werden. Hierbei ist aber die verfügbare CO₂-Menge von der Intensität der Biomassenutzung abhängig und damit begrenzt. Bei Extraktion von atmosphärischem CO₂ sind Wirkungsgrade um 55% möglich. Kostenschätzungen für die Bereitstellung von EE-Methan sind heute noch sehr vage. Geht man längerfristig von erreichbaren Investitionskosten um 1000 €/kW_{CH₄} aus [Sternner 2009], so ergeben sich Gestehungskosten, die bei Stromkosten von 4 ct/kWh_{el} um 6 bis 10 €/GJ (2,1 bis 3,6 ct/kWh_{th}) über denjenigen von EE-Wasserstoff liegen. Für EE-Methan ist dabei die Nutzung konzentrierter CO₂-Quellen angenommen. Bei sehr kostengünstigem Strom aus sonst nicht nutzbaren Überschüssen reduziert sich diese Kostendifferenz auf 4 bis 8 €/GJ (1,4 bis 2,9 ct/kWh_{th}). Dem Betrieb mit

geringen Volllaststunden (unter etwa 2000 h/a) sind allerdings wegen der Investitionen in diese Anlagen ökonomische Grenzen gesetzt.

Auf Vollkostenbasis kann EE-Wasserstoff nach 2030 mit fossilen Kraftstoffen und ab 2040 mit Erdgas konkurrieren, wenn Preisanstiege gemäß den Pfaden A und B für Großhandelspreise zugrunde gelegt werden. Als Stromquellen wurden Wind-Offshore-Anlagen herangezogen mit Strom(voll)-kosten in Höhe von 7,9 ct/kWh_{el} in 2030, 6,2 ct/kWh_{el} in 2040 und 5,0 ct/kWh_{el} in 2050. Für EE-Methan verschiebt sich der Wirtschaftlichkeitszeitpunkt um rund 10 Jahre, wenn die Kosten der Umstellung des Gastransportes und der Gasnutzung nicht einbezogen werden. Im Vergleich zu anderen Speichertechniken weisen chemische Energieträger geringere Gesamtwirkungsgrade auf. Die flexible Nutzung der vorhandenen Infrastruktur (Leistungen, Kapazitäten, räumliche Verteilung) führt jedoch zu erheblichen Kosteneinsparungen gegenüber anderen Speichersystemen. Wird Strom aus EE-Überschüssen genutzt (angenommener Wert ~1 ct/kWh_{el}), sind je nach erreichbarer Ausnutzung der Anlagen Gestehungskosten in einem Bereich zwischen 10 und 18 €/GJ erreichbar (Abbildung 4.2). Mit diesen Kostengrenzen ist ein Bereich gekennzeichnet, in dem sich in den realen Märkten nach etwa 2030 die Preisbildung für EE-basierte chemische Energieträger abspielen kann.

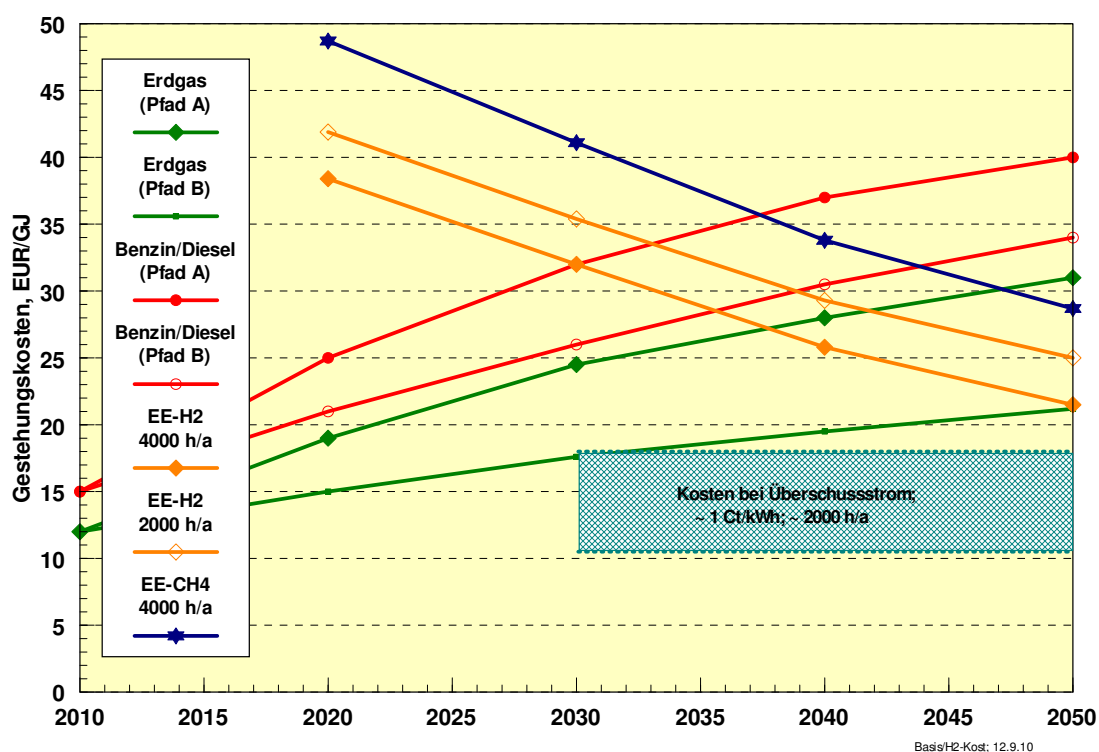


Abbildung 4.2: Gestehungskosten von EE-Wasserstoff und EE-Methan auf Vollkostenbasis und bei Nutzung von Überschussstrom im Vergleich zu den Großhandelspreisen von Erdgas und Kosten von Kraftstoffen (ohne Steuern) für die Preispfade A und B (Zinssatz 6%/a; Abschreibung 20a)

Es ist deshalb auch aus ökonomischer Sicht sinnvoll, bei hohen EE-Beiträgen an der Energieversorgung den dann kostengünstigen EE-Strom mit Gestehungskosten (Vollkosten) um 5 bis 6 ct/kWh_{el} in Kraftstoffe (Wasserstoff, Methan) zu konvertieren und z. B. den bodengebundenen Verkehr damit zu versorgen. Dies ist vor allem dann zweckmäßig, wenn die Nutzung von EE-Strom für Elektromobilität bereits in größerem Umfang stattfindet und weitere

größere EE-Stromangebote genutzt werden sollen. Dies ist in den Basisszenarien 2010, beginnend in 2030 als Option modelliert worden. Knappe Biokraftstoffe könnten dann beispielsweise für den Flugverkehr „reserviert“ werden. Darüber hinaus kann auf Grenzkostenbasis jederzeit ausreichende Speicherkapazität im Wochenbereich für eine EE-Stromversorgung bereitgestellt werden. Dabei würde Wasserstoff oder Methan mittels Gasturbinen oder in GuD-Anlagen wieder rückverstromt oder – falls möglich – hocheffizient in KWK-Anlagen (Gasmotoren, Brennstoffzellen) zum Einsatz kommen. Nähert man sich einer 100% EE-Vollversorgung, so kommt auch der Einsatz von EE-Wasserstoff oder EE-Methan für die Bereitstellung von Mittel- und Hochtemperatur-Prozesswärme in Betracht. In den Szenariovarianten mit 100%iger EE-Stromversorgung (bzw. 100% EE-Vollversorgung) werden beide Optionen der chemischen Speicherung und Nutzung von EE-Strom in größerem Umfang in den genannten Einsatzbereichen berücksichtigt. Hierbei können sich die beiden Optionen EE-Wasserstoff und EE-Methan auch ergänzen: Wasserstoff kann als Zusatzgas bis zu wenigen Prozent direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden; anschließend wird für die Aufnahme weiterer EE-Mengen die Konversion zu EE-Methan erforderlich, das als Austauschgas problemlos gespeichert werden kann. Würde langfristig eine reine Wasserstoffwirtschaft etabliert, könnte später auf die Methanisierung verzichtet werden.

4.2 Szenarien einer 100% EE-Stromversorgung bis 2050

In den Basisszenarien 2010 A, B und C erreichen die EE Anteile an der Strombereitstellung im Jahr 2050 86% des Bruttostromverbrauchs. In Verbindung mit den Beiträgen für den Wärme- und Verkehrssektor können damit die EE-Anteile an der Endenergie auf 62 bzw. 64% und an der Primärenergie auf 55 bzw. 56% gesteigert werden. Noch rund 80 TWh/a Strom werden mittels fossiler Energien (68 TWh/a mit Gas; 12 TWh/a mit Kohle) bereitgestellt. Wird unterstellt, dass nach 2025 das Wachstum der EE-Stromerzeugung gegenüber dem Basisszenarien um weitere 0,5%/a (gegenüber durchschnittlich 2,6%/a) gesteigert werden kann, wäre diese Strommenge im Jahr 2050 durch EE zusätzlich bereitstellbar.

Tatsächlich müssen in einem 100%-Strom-Szenario (in 2050) größere Mengen bereitgestellt werden, da Speicher- und Ausgleichsaufwendungen (und damit auch Verluste) gegenüber den Basisszenarien wachsen. Da dort „konventionelle“ Methoden der Speicherung und des Lastmanagements schon in größerem Umfang zum Einsatz kommen (vgl. Kapitel 5), kommt in den folgenden Szenarien mit einer 100%igen EE-Stromversorgung vorwiegend die oben erläuterte chemische Speicherung und Nutzung von EE-Strom zum Einsatz¹⁸. Ausgangspunkt des Weiteren Ausbaus auf eine 100%ige EE-Stromversorgung ist das Basisszenario 2010 B, in dem bereits größere Mengen an fluktuierendem EE-Strom für Elektromobilität genutzt wird. Der in den Basisszenarien angenommene zusätzliche Einsatz von 100 TWh/a EE-Strom zur Wasserstoffbereitstellung für den Verkehr wird beibehalten. Zur Erreichung des 100%-Ziels werden in 2050 insgesamt zusätzliche 230 TWh/a EE-Strom erforderlich

¹⁸ Diese Annahme stellt eine Obergrenze des Wasserstoffbedarfs dar, da je nach Erzeugungskonstellation, Netzgröße (europ. Verbund) und Annahmen zum erweiterten Lastmanagement ein Teil des zusätzlich benötigten EE-Stroms direkt genutzt werden kann. Dadurch können der Wasserstoffbedarf und die damit verknüpften Verluste geringer werden. Die entsprechenden Simulationen wurden zeitgleich durchgeführt (vgl. Kapitel 5) und konnten noch nicht in allen Einzelheiten in der obigen Bilanz berücksichtigt werden. Die weitere strukturelle Optimierung und der Vergleich verschiedener chemischer Speicheroptionen finden im weiteren Verlauf des Projekts statt.

(Abbildung 4.3). Der damit erzeugte Wasserstoff (177 TWh/a) wird überwiegend in den bereits im Basisszenario 2010 B vorhandenen fossilen Kraftwerken eingesetzt. Er dient der Versorgung von GuD-Kraftwerken und KWK-Anlagen mit einer Gesamtleistung von ~40 GW. Neben der „reinen“ EE-Stromspeicherung bzw. „Rückverstromung“ (Speicher-Wirkungsgrad 50%) kann der Gesamtnutzungsgrad erheblich gesteigert werden, wenn Wasserstoff in KWK-Anlagen eingesetzt wird, wo Gesamtnutzungsgrade von gut 90% möglich sind.

Insbesondere die dezentrale KWK (Gasmotoren, Brennstoffzellen) wäre dafür gut geeignet. Im Szenario B-100%-S/H₂ wären so weitere 84 TWh/a an nutzbarer KWK-Wärme gewinnbar. Den 230 TWh/a eingesetzten EE-Strom stehen dann 160 TWh/a nutzbare Endenergie gegenüber. Zusammen mit den zusätzlich bereitgestellten 76 TWh/a Wasserstoff als Kraftstoff, die weitere 100 TWh/a EE-Strom erfordern, kann ein Gesamtnutzungsgrad der EE-Wasserstofferzeugung und -nutzung von ~70% erreicht werden (Abbildung 4.3). Es empfiehlt sich daher, bei Überlegungen für eine 100%ige Versorgung des Stromsektors mit EE diesen nicht isoliert zu betrachten, sondern Verknüpfungen mit den anderen Verbrauchssektoren zu berücksichtigen.

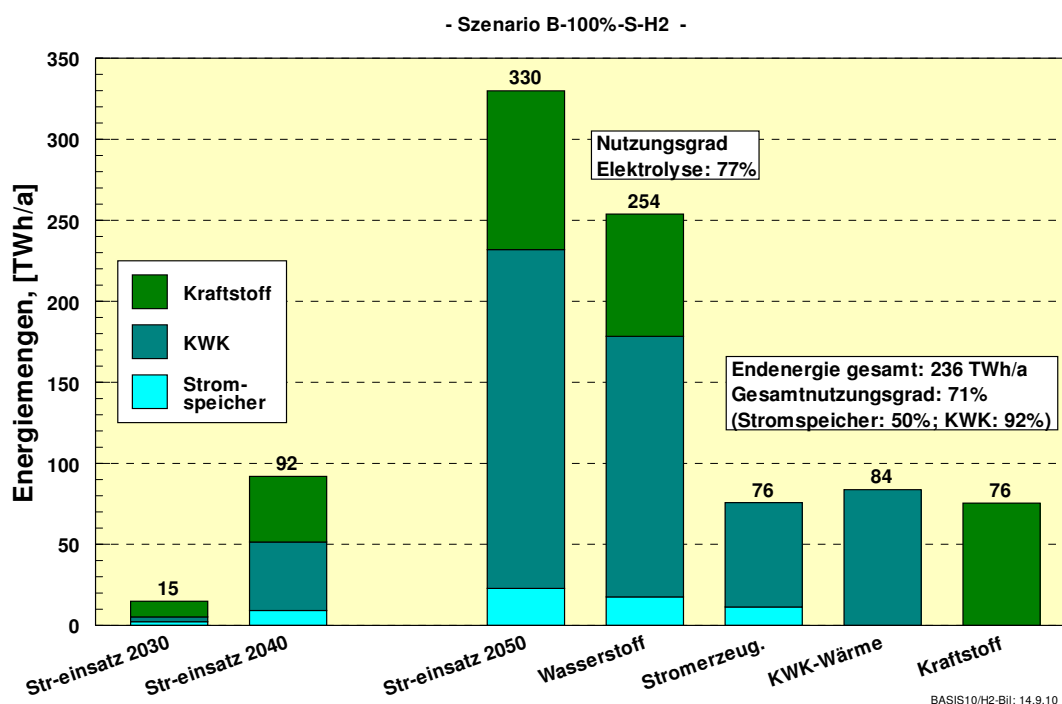


Abbildung 4.3: Stromeinsatz für die EE-Wasserstofferzeugung und dessen Verwendung im Szenario B-100%-S/H₂

Die Eckdaten des Gesamtszenarios sind in Tabelle 4-2 zusammengestellt (vgl. Tabelle 3-1 und Tabelle 3-11). Der Beitrag der EE am (wegen höherer Wandlungsverluste im Vergleich zu den Basisszenarien) höheren Primärenergieverbrauch des Jahres 2050 steigt auf 66% (Basisszenario A: 55%), an der Endenergie auf 72% (63%). Wegen der Nutzwärme aus der KWK-Verstromung des Wasserstoffs steigt auch der EE-Beitrag im Wärmesektor deutlich auf 65% (53%). Insgesamt gelingt eine weitere Reduktion des fossilen Primärenergieeinsatzes um 650 PJ/a auf 2650 PJ/a, so dass sich die CO₂-Emissionen im Jahr 2050 nur noch auf 103 Mio. t/a belaufen. Sie sind somit um 90% gegenüber 1990 gesunken, die THG-Emissionen insgesamt um 85%.

Tabelle 4-2: Eckdaten des Szenarios B 100%-S/H₂, speziell EE-Beiträge und -Anteile

| | 2008*) | 2009*) | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Primärenergie, PJ/a | 14216 | 13398 | 13306 | 11263 | 9450 | 8354 | 7772 |
| Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾ | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 3016 | 3911 | 5119 |
| Anteil EE an PEV, % | 8,1 | 8,7 | 9,5 | 18,9 | 31,9 | 46,8 | 65,9 |
| Endenergie, PJ/a | 9098 | 8714 | 8630 | 7780 | 6958 | 6195 | 5450 |
| Endenergie EE, PJ/a | 841 | 876 | 944 | 1710 | 2536 | 3231 | 3913 |
| Anteil EE an EEV, % | 9,2 | 10,1 | 10,9 | 22,0 | 36,6 | 52,2 | 71,8 |
| Anteil EE an BEEV**), % | 8,9 | 9,7 | 10,6 | 21,2 | 35,3 | 50,3 | 69,2 |
| Strom Endenergie, PJ/a | 1906 | 1793 | 1822 | 1728 | 1688 | 1706 | 1721 |
| Strom Endenergie EE, PJ/a | 335 | 341 | 372 | 793 | 1283 | 1637 | 1720 |
| Anteil EE, % | 17,6 | 19,0 | 20,4 | 45,9 | 76,0 | 95,9 | 99,9 |
| Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾ | 4606 | 4435 | 4391 | 3789 | 3314 | 2832 | 2493 |
| Wärme Endenergie EE, PJ/a | 374 | 414 | 434 | 684 | 928 | 1187 | 1622 |
| Anteil EE, % | 8,1 | 9,3 | 9,9 | 18,1 | 28,0 | 41,9 | 65,1 |
| Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ³⁾ | 2589 | 2486 | 2417 | 2263 | 1926 | 1657 | 1236 |
| Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a | 132 | 121 | 138 | 233 | 325 | 408 | 572 |
| Anteil EE, % | 5,1 | 4,9 | 5,7 | 10,3 | 16,9 | 24,6 | 46,3 |
| Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁴⁾ | 615 | 582 | 594 | 567 | 568 | 646 | 887 |
| EE-Stromerzeugung, TWh/a | 93,3 | 94,8 | 108 | 227 | 375 | 550 | 800 |
| Anteil EE, % | 15,2 | 16,3 | 18,2 | 40,0 | 66,0 | 85,1 | 99,8 |
| Primärenergie, PJ/a | 14216 | 13398 | 13306 | 11263 | 9450 | 8354 | 7772 |
| Erneuerbare Energien | 1147 | 1163 | 1270 | 2132 | 3016 | 3911 | 5119 |
| Mineralöl | 4905 | 4670 | 4684 | 3803 | 2967 | 2345 | 1540 |
| Kohlen ⁵⁾ | 3483 | 3156 | 3029 | 2230 | 1077 | 317 | 100 |
| Erdgas, Erdöl, Grubengas | 3058 | 2937 | 2905 | 2803 | 2390 | 1782 | 1013 |
| Fossile Energien, gesamt | 11446 | 10763 | 10618 | 8836 | 6434 | 4443 | 2653 |
| Kernenergie | 1623 | 1472 | 1418 | 295 | 0 | 0 | 0 |
| CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a | 797 | 739 | 729 | 584 | 384 | 227 | 103 |
| Verringerung seit 1990, % ⁶⁾ | 20,3 | 26,1 | 27,1 | 41,5 | 61,6 | 77,3 | 89,7 |
| Durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a | 109 | 110 | 119 | 217 | 294 | 398 | 463 |
| THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁷⁾ | 988 | 905 | 893 | 709 | 488 | 320 | 184 |
| Verringerung seit 1990, % | 18,4 | 25,3 | 26,3 | 41,4 | 59,7 | 73,6 | 84,8 |

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode

2) nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung

3) Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

4) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern und ab 2030 einschließlich Rückverstromung von EE-Wasserstoff (76 TWh/a)

5) einschl. nicht biologischer Müll; einschließlich fossilen Stromimportsaldos (ohne EE-Import)

6) 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

7) einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

*) Datenstand: Ende August 2010. Von BMU/AGEE-Stat danach veröffentlichte Angaben zu den EE (vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>) können aufgrund ihrer lfd. Aktualisierung hiervon abweichen.

**) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken

Tabelle 4-3: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Szenario B 100%-S/H2 nach Energiearten (näherungsweise tatsächliche Jahresenergiemenge)

| in TWh/a | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Wasserkraft | 20,4 | 19,0 | 20,3 | 21,4 | 22,2 | 22,8 | 23,5 | 24,4 | 25,1 |
| Windenergie | 40,6 | 38,6 | 43,5 | 72,0 | 108,1 | 149,0 | 190,0 | 278,4 | 381,6 |
| - Onshore | 40,6 | 38,45 | 43,1 | 63,8 | 75,5 | 83,3 | 91,0 | 122,4 | 150,8 |
| - Offshore | - | 0,15 | 0,4 | 8,2 | 32,6 | 65,7 | 99,0 | 156,0 | 230,8 |
| Fotovoltaik | 4,4 | 6,6 | 12,5 | 30,4 | 44,0 | 51,6 | 59,3 | 68,4 | 90,8 |
| Biomasse | 27,6 | 30,4 | 31,7 | 41,1 | 49,5 | 52,8 | 56,1 | 60,2 | 60,5 |
| - Biogas, Klärgas, u.a. | 11,8 | 13,4 | 14,2 | 18,5 | 22,3 | 23,7 | 25,0 | 27,3 | 27,3 |
| - feste Biomasse | 11,0 | 12,0 | 12,4 | 17,1 | 21,3 | 23,2 | 25,2 | 27,0 | 27,3 |
| - biogener Abfall | 4,9 | 5,0 | 5,1 | 5,4 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 |
| Erdwärme | 0,02 | 0,02 | 0,03 | 0,37 | 1,7 | 4,7 | 7,7 | 17,1 | 45,6 |
| EU-Stromverbund | - | - | - | - | 1,8 | 19,6 | 37,4 | 102,1 | 196,2 |
| - solarthermische KW | - | - | - | - | - | 7,0 | 17,0 | 57,3 | 113,5 |
| - Wind, andere EE | - | - | - | - | 1,8 | 12,6 | 20,4 | 44,8 | 82,7 |
| EE-Strom gesamt | 93,0 | 94,8 | 108,0 | 165,2 | 227,1 | 300,5 | 360,6 | 550,6 | 799,8 |

Tabelle 4-4: Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Szenario B 100%-S/H2 (Leistung am Jahresende)

| in GW | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Wasserkraft | 4,38 | 4,39 | 4,40 | 4,52 | 4,67 | 4,80 | 5,02 | 5,10 | 5,20 |
| Windenergie | 23,89 | 25,77 | 27,74 | 36,65 | 45,75 | 55,68 | 65,62 | 89,97 | 115,70 |
| - Onshore | 23,89 | 25,70 | 27,53 | 33,65 | 35,75 | 37,66 | 39,56 | 49,97 | 58,00 |
| - Offshore | - | 0,07 | 0,21 | 3,00 | 10,00 | 18,02 | 26,06 | 40,00 | 57,70 |
| Fotovoltaik | 5,98 | 9,78 | 18,28 | 38,43 | 51,75 | 58,67 | 65,58 | 72,95 | 94,36 |
| Biomasse | 5,41 | 5,89 | 6,26 | 7,72 | 8,92 | 9,40 | 9,88 | 10,55 | 10,60 |
| - Biogas, Klärgas u.a. | 2,04 | 2,35 | 2,55 | 3,20 | 3,63 | 3,80 | 3,97 | 4,33 | 4,33 |
| - feste Biomasse | 1,94 | 2,09 | 1,24 | 2,96 | 3,59 | 3,91 | 4,20 | 4,51 | 4,55 |
| - biogener Abfall | 1,44 | 1,45 | 1,47 | 1,57 | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 |
| Erdwärme | 0,003 | 0,007 | 0,01 | 0,08 | 0,30 | 0,72 | 1,15 | 2,44 | 6,25 |
| EU-Stromverbund | - | - | - | - | 0,58 | 3,76 | 6,93 | 17,38 | 32,23 |
| - solarthermische KW | - | - | - | - | - | 1,20 | 2,70 | 8,70 | 17,20 |
| - Wind, andere EE | - | - | - | - | 0,58 | 2,56 | 4,23 | 8,68 | 15,03 |
| EE-Strom gesamt | 39,67 | 45,84 | 56,69 | 87,40 | 111,97 | 133,03 | 154,10 | 198,38 | 264,34 |

Gegenüber dem Basisszenario 2010 B ist die EE-Stromerzeugung im Jahr 2050 um 225 TWh/a höher und erreicht damit einen Wert von 800 TWh/a (Tabelle 4-3). Insgesamt 264 GW an EE-Leistung, davon 232 GW in Deutschland (einschließlich einer Offshore-Leistung von 58 GW) sind dafür zu installieren (Tabelle 4-4). In der vorliegenden Erzeugungskonstellation liegt die mittlere Ausnutzung aller EE im Jahr 2050 bei 3000 h/a. Den größten Beitrag der heimischen Produktion liefert die Windenergie mit 382 TWh/a. Weitere

83 TWh/a EE-Strom aus dem europäischen Verbund stammen ebenfalls von der Windenergie. Solarer Strom mit insgesamt 204 TWh/a folgt an zweiter Stelle, davon 91 TWh/a aus heimischer Produktion. Weitere 114 TWh/a aus solarthermischen Kraftwerken gelangen über den europäischen Verbund nach Deutschland. Der Importanteil von EE-Strom beträgt im Szenario B-100%-S/H₂ im Jahr 2050 insgesamt 24%.

In Verbindung mit diesem deutlichen Ausbau der EE sinken auch deren Gestehungskosten weiter. Der Mix des Jahres 2050 wird in den Szenarien 100%-EE-Strom-B mit mittleren Gestehungskosten (Vollkosten) von 6,2 ct/kWh (Preisbasis 2009) bereitgestellt. Günstigste Quelle ist die inländische Windenergie (einschließlich Offshore) mit 4,8 ct/kWh. Es folgt importierter Strom von hochergiebigsten Standorten (Wind, solarthermische Kraftwerke) frei deutsche Grenze mit 6,6 ct/kWh. Strom aus heimischer Fotovoltaik kostet dann im Mittel 9 ct/kWh.

Die mit der Wasserstoffnutzung verknüpften Integrationsprobleme in diesem Szenario (Anpassung von Nutzungstechniken, wie Turbinen, Motoren, Brennstoffzellen) und die Infrastrukturhemmnisse können umgangen werden, wenn EE-Methan in gleicher Weise wie EE-Wasserstoff zum Einsatz kommt (vgl. Abschnitt 4.1.2). Wegen der höheren Herstellungsaufwendungen wären dafür für die gleichen Energiemengen (Strom, Wärme) allerdings zusätzliche 70 TWh/a EE-Strom erforderlich. Würde EE-Methan auch als Kraftstoff eingesetzt, erhöhte sich der Zusatzbedarf an EE-Strom auf rund 100 TWh/a¹⁹.

Der Ausbau der EE-Stromversorgung im Umfang dieses Szenarios verlangt nach 2030 gegenüber den Basisszenarien eine deutliche Steigerung der Investitionstätigkeit (Tabelle 4-5). Abgesehen vom aktuellen „Fotovoltaikpeak“ liegt das langjährige Investitionsniveau für EE-Strom bei rund 6 -7 Mrd. €/a, da sinkende Kosten das steigenden Umsatzvolumen an Anlagen im Mittel kompensieren. Im Jahrzehnt 2030-2040 sind einschließlich des Ersatzbedarfs für Altanlagen jahresdurchschnittlich 10,5 GW/a zu installieren, wobei 1,1 GW/a von im Ausland stehenden Anlagen stammen. Allein 4,7 GW/a sind an Windleistung zu installieren, 4,2 GW/a an PV-Leistung. Die gesamte Investitionssumme steigt im darauf folgenden Jahrzehnt 2040-2050 nochmals deutlich auf knapp 15 GW/a an. Diese Werte machen deutlich, dass ein Szenario wie das hier beschriebene nur in einem Energiemarkt entstehen kann, der die Vollkosten eines EE-Ausbaus vollständig honoriert. Dazu ist eine Abkehr von der derzeitigen Orientierung bei der Strompreisbildung an kurzfristigen Grenzkosten erforderlich (vgl. auch [EWI 2010]). Vielmehr müssen die längerfristigen Gesamtkosten eines wirksamen Klimaschutzes, einer Verknappung fossiler Ressourcen und der vollständigen Entsorgungs- und Risikokosten der Kernenergie Maßstab für die Preisbildung in einem zukünftigen Energiemarkt sein.

¹⁹ Vertiefende Untersuchungen zur Energiebilanz und zu den Infrastrukturaufwendungen von Wasserstoff und Methan unter Berücksichtigung aller Konversions- und Kompressionsschritte erfolgen im weiteren Projektverlauf.

Tabelle 4-5: Jährlich zu installierende Leistung der EE-Stromerzeugung im Szenario B-100%-S/H2 *)

| | STROM (MWel/a) | | | | | | Biogene Abfälle Strom *) | Strom gesamt MWel/a |
|-------------|----------------|-------------|-------------|--------------------|------------------|-------------------|--------------------------|---------------------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Geotherm. Strom | Strom- import | Biomasse Strom | | |
| 2010 | 35 | 2040 | 8500 | 4 | | 373 | 42 | 10993 |
| 2011 | 35 | 2020 | 6000 | 7 | | 344 | 20 | 8426 |
| 2012 | 40 | 2060 | 4200 | 10 | | 329 | 20 | 6658 |
| 2013 | 45 | 2110 | 3600 | 13 | | 317 | 20 | 6105 |
| 2014 | 50 | 2238 | 3300 | 17 | | 320 | 20 | 5944 |
| 2015 | 55 | 2460 | 3050 | 22 | 0 | 288 | 20 | 5895 |
| 2016 | 60 | 2694 | 2830 | 28 | 0 | 335 | 22 | 5969 |
| 2017 | 70 | 2940 | 2750 | 35 | 0 | 300 | 28 | 6123 |
| 2018 | 70 | 3232 | 2650 | 43 | 100 | 292 | 28 | 6415 |
| 2019 | 75 | 3900 | 2580 | 51 | 200 | 258 | 28 | 7091 |
| 2020 | 74 | 4228 | 2540 | 62 | 280 | 165 | 28 | 7377 |
| 2030 | 100 | 4310 | 2783 | 85 | 635 | 465 | 0 | 8378 |
| 2040 | 104 | 4690 | 4258 | 130 | 1103 | 233 | 0 | 10518 |
| 2050 | 109 | 6883 | 4900 | 410 | 2120 | 460 | 0 | 14882 |

*) Werte 2030, 2040 und 2050 sind Durchschnittswerte für das jeweils davor liegende Jahrzehnt

4.3 Perspektiven für eine Gesamtversorgung mit erneuerbaren Energien

Im Szenario B-100%-S/H2 werden im Jahr 2050 bei einem EE-Deckungsanteil von 72% noch 1537 PJ/a an Endenergie aus fossilen Energieträgern benötigt (vgl. Tabelle 4-2, Zeilen Endenergie). Das sind nur noch 20% der derzeit verbrauchten Menge (einschließlich der für Strom eingesetzten nuklearen Primärenergie). Mit diesem Szenario einer 100%igen EE-Stromversorgung in Verbindung mit ehrgeizigen Effizienzanstrengungen ist damit eine wichtige Zwischenetappe auf dem Weg zu einer vollständig auf EE basierenden Energieversorgung erreicht. Da große Beiträge der EE in Form von Strom direkt aus Wind-, Solar- und Wasserkraft ohne thermische Verluste hergestellt werden, fallen u. a. auch die beträchtlichen thermischen Verluste weg, die die konventionelle Stromerzeugung prägen. Zur Deckung dieses Endenergiebedarfs werden 1693 PJ/a an fossilen Primärenergien (einschließlich nicht biologischer Müll) eingesetzt, weitere 960 PJ/a fossile Energieträger werden nichtenergetisch verwendet. Bei der benötigten Endenergie handelt es sich vorwiegend um Prozesswärme im mittleren bis höheren Temperaturbereich und um Kraftstoffe (Tabelle 4-6). Trifft man plausible Annahmen zur weiteren Effizienzsteigerung über das Jahr 2050 hinaus – die vorwiegend im Bereich der Raumwärme und im Verkehr liegen – so scheint eine Bedarfsverringerung um weitere 20% möglich. Der verbleibende Bedarf von 1250 PJ/a kann nur zu einem geringen Teil direkt über EE gedeckt werden. Dafür kommen Solarkollektoren und Erdwärme (hydrothermale Erdwärme und Umweltwärme für Wärmepumpen) für den Niedertemperaturbereich infrage, die zusammen rund 180 PJ/a zusätzliche EE-Wärme bereitstellen könnten. Es verbleiben rund 1050 PJ/a, die mittels EE-Strom oder daraus gewonnener chemischer Energieträger bereitgestellt werden müssten.

Tabelle 4-6: Fossiler Energiebedarf in 2050 und seine mögliche Deckung durch weitere EE

| PJ/a | Fossil gedeckt in 2050 | Weitere Effizienz | Verbleib nach direkter EE-Deckung *) |
|---------------------------|------------------------------------------------|--------------------|--------------------------------------------------------|
| Prozesswärme | 743 | 630 (-15%) | 550 |
| Raumwärme, Warmwasser | 130 | 100 (-23%) | - |
| Kraftstoffe | 664 | 500 (-25%) | 500 |
| Endenergie, gesamt | 1537 | 1230 (-20%) | 1050 |
| Primärenergieeinsatz | 1693 (Kohle, Sonstige 100; Öl 770; Erdgas 823) | | EE-Strom direkt oder als EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan |

*) Weitere Niedertemperaturwärme aus Kollektoren und Erdwärme

Nach den Ausführungen in Abschnitt 4.1 kann nur durch detaillierte Modellsimulationen ermittelt werden, welcher Anteil an EE-Strom direkt für weitere Elektromobilität oder als Strom zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt werden kann und welcher Anteil über Langzeitspeicher in chemischer Form benötigt wird. Geht man bei einer oberen Abschätzung davon aus, dass die gesamte Menge nur über chemisch gespeicherte Energie nutzbar ist, so wären dafür bei ausschließlicher Verwendung von Wasserstoff weitere 390 TWh/a und entsprechend bei EE-Methan ohne weitere Abwärmenutzung weitere 460 TWh/a EE-Strom (bei Verfügbarkeit konzentrierter CO₂-Quellen) bzw. 540 TWh/a EE-Strom bei Nutzung von atmosphärischem CO₂ als „erneuerbare Primärenergie“ bereitzustellen.

In diesem Projekt sind detaillierte Untersuchungen dazu in der nächsten Projektphase vorgesehen. Als Ergebnis werden Szenarien vorliegen, die modellhaft Wege aufzeigen, wie eine moderne Volkswirtschaft in den Jahrzehnten nach 2050 ihre Energieversorgung vollständig auf erneuerbare Energien umstellen kann.

Die qualitativen Vorstellungen dazu werden im Folgenden kurz skizziert. Der Leitgedanke dabei ist eine intelligente Vernetzung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Dazu müssen alle drei Netze im ständigen Informationsaustausch über Energieerzeugung und -nachfrage stehen und über Speicher unterschiedlicher Kapazität und Leistung verfügen. Darüber hinaus werden stromseitig in erheblichem Umfang Erzeugungs- und Lastmanagementtechniken verwendet. Die Stromnetze sind über größere Regionen miteinander verknüpft. Über die Brücke Strom-Wasserstoff und/oder Methan werden Strom- und Gasnetz gekoppelt, um EE-Strom für Prozesswärme und Kraftstoffe sowie für die Langzeitspeicherung von Strom über Wochen und Monate verfügbar zu machen (Abbildung 4.4 und Abbildung 4.5).

Biomasse kann dabei eine besondere Rolle spielen. Neben der in den Szenarien bereits berücksichtigten direkten Verwendung zur Strom- und Wärmeerzeugung und als Kraftstoff, kann sie in einem EE-Strom-Methansystem auch über die Vergärung und die Vergasung in ein Synthesegas gewandelt und mit EE-Wasserstoff zu Methan aufhydriert werden (Abbildung 4.5)²⁰. Wird Biomasse in dem in dieser Untersuchung abgeleiteten Umfang eingesetzt (vgl. dazu Abschnitt 3.1.3), ist auch ihre nachhaltige Nutzung gewährleistet.

²⁰ Aus Wasserstoff und CO₂ können auch andere Kraftstoffe (z. B. Dimethylether (DME), Kerosin) hergestellt werden.

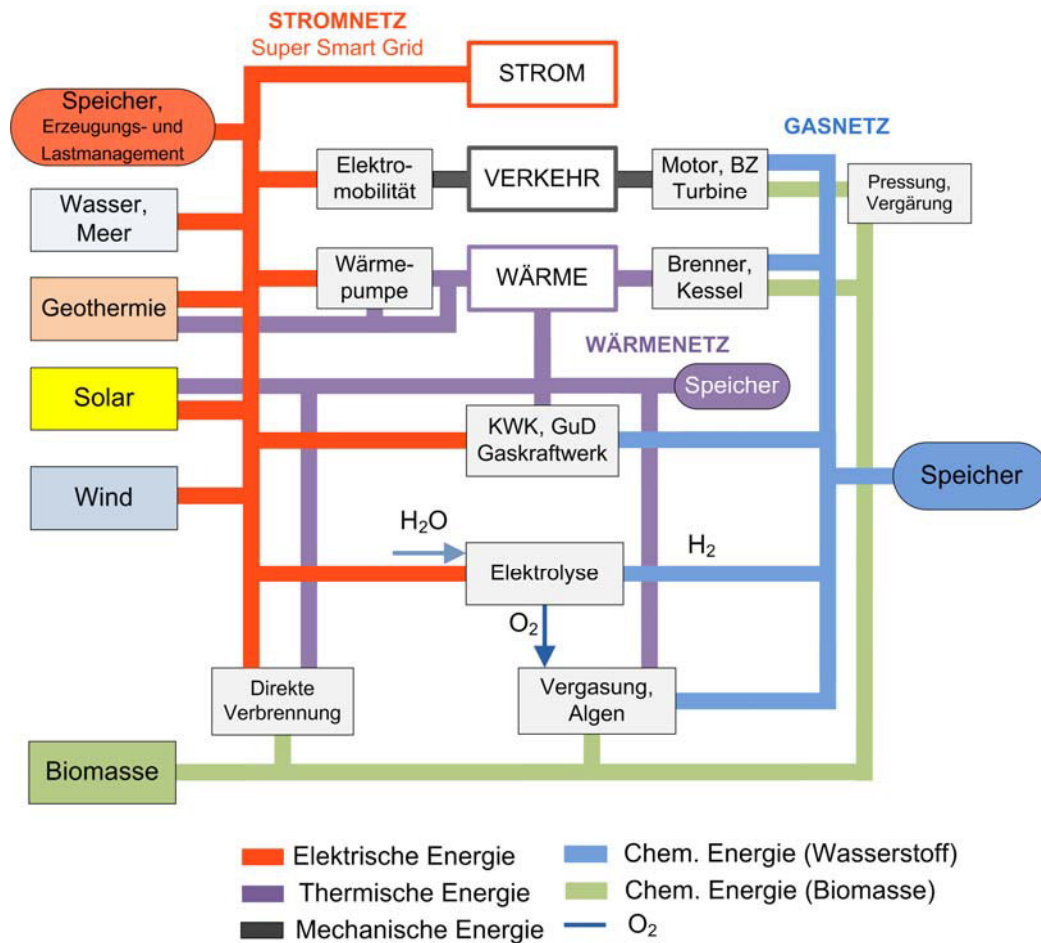


Abbildung 4.4: Modell einer zukünftigen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf der Basis vernetzter Strom-, Wärme- und Gasnetze mit EE-Wasserstoff als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher²¹, angelehnt an [Sternier 2009]

Längerfristig dürfte aber auch die Verwendung von atmosphärischem CO₂ in einem EE-Strom-Methansystem interessant werden. Die dafür noch erforderlichen Entwicklungsschritte dürften innerhalb der hier diskutierten Zeitspanne verwirklicht sein. Weitere Synergien ergeben sich aus der Verwendung von Sauerstoff aus der Elektrolyse als Vergasungsmittel oder Verbrennungsgas in Gaskraftwerken, was eine einfachere Abtrennung von CO₂ und dessen Recycling für die Methanisierung ermöglicht. Damit ließe sich ein CO₂-Kreislauf verwirklichen. Sofern zukünftig das über Biomasse absorbierte CO₂ eingelagert werden soll (Bio-CCS), kann das dezentral anfallende CO₂ mittels der Methanisierung über die bestehende Infrastruktur Gasnetz eingesammelt und zentral in Gaskraftwerken in der Verbrennung abgetrennt und eingelagert werden.

Die hier angerissenen Vorstellungen machen deutlich, dass es eine große Vielfalt sehr aussichtsreicher und potenter technischer und struktureller Optionen für eine zukünftige EE-Vollversorgung gibt. An technischen Optionen zum Umbau der Energieversorgung in Richtung einer EE-Vollversorgung besteht also kein Mangel.

²¹ BZ = Brennstoffzelle; KWK = Kraft-Wärme-Kopplung; GuD = Gas- und Dampfkraftwerk

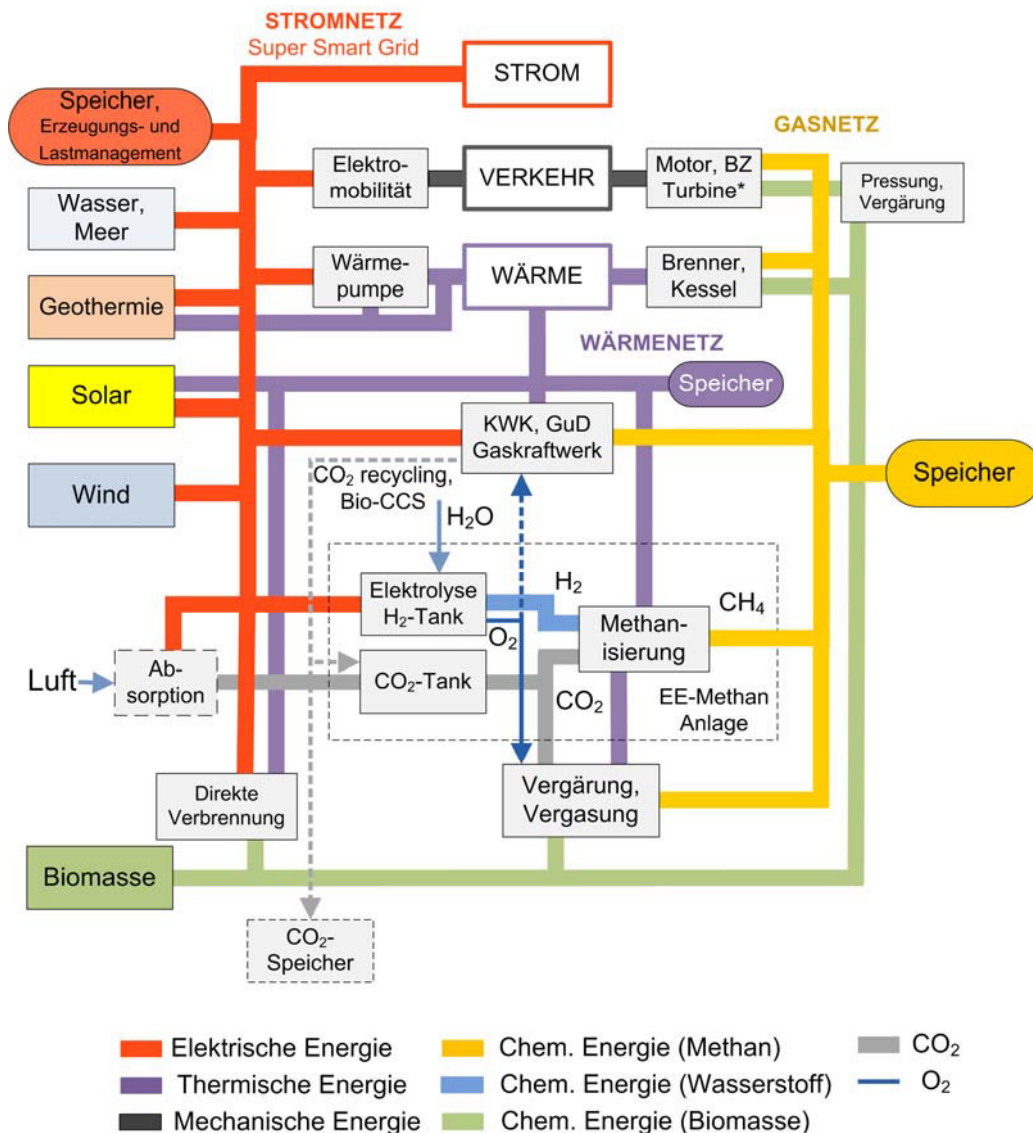


Abbildung 4.5: Modell einer zukünftigen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf der Basis vernetzter Strom-, Wärme- und Gasnetze mit EE-Methan als chemischem Energieträger und Langzeitspeicher, angelehnt an [Sterner 2009]

Aber nur durch eine grundsätzliche Offenheit hinsichtlich der Erschließung und Nutzung dieser Optionen kann der Weg erfolgreich beschritten werden. Da dieser Transformation selbst bei zügigen Fortschritten Jahrzehnte dauern wird, können bei einer zielstrebig und kohärenten Energiepolitik rechtzeitig die noch offenen technischen und ökonomischen Fragen gelöst und sukzessive attraktive Marktpotenziale erschlossen werden. Hierfür sind gut ausgearbeitete Roadmaps für die nächsten Jahrzehnte notwendig. Als Vergleich können die beträchtlichen politischen und wirtschaftlichen Anstrengungen zur Entwicklung und Einführung der CCS-Technik oder der Elektromobilität dienen. Nur mit vergleichbaren Anstrengungen in den erläuterten Bereichen lässt sich der Weg in „das Zeitalter der erneuerbaren Energien“ (Bundeskanzlerin Merkel in der Bundestagsdebatte vom 15.9.10) erfolgreich und rechtzeitig beschreiten.

4.4 Exkurs: Betrachtungen zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der Stromversorgung

EE-Strom war bisher und ist noch heute ein Additiv zur konventionellen Stromerzeugung. Deshalb ist bislang allein der konventionelle Kraftwerkspark für die Gewährleistung der Systemstabilität zuständig. Konventionelle „Must-Run-Kapazitäten“ welche als drehende Reserve am Netz bleiben müssen, führen jedoch bereits heute zu Netzengpässen und zur Abregelung von EE-Anlagen. Dabei sind EE-Anlagen vielfach selbst in der Lage, Systemdienstleistungen für einen sicheren Netzbetrieb zu erbringen und damit die vorrangige Einspeisung aufrecht zu erhalten. Im Hinblick auf eine weitere Transformation der Stromversorgung mit hohen EE-Anteilen müssen diese auch schrittweise die gesamte Versorgungssicherheit gewährleisten. Wichtige Teilaspekte dieser Versorgungssicherheit sind die Bereitstellung der Systemdienstleistungen Frequenzhaltung und Spannungsregelung. Weitere Punkte, die im Hinblick auf eine Vollversorgung oft kritisch gesehen werden, sind die Gewährleistung einer notwendigen Trägheit des Systems durch rotierende Massen und der bisher geringe Beitrag der fluktuierenden EE-Stromerzeugung zur gesicherten Leistung.

(Wirk-)Regelleistung (Frequenzhaltung)

Der Betrieb elektrischer Netze fordert zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugungsleistung und Verbrauch. In Abhängigkeit von der prognostizierten Last und der zu erwartenden Einspeisung fluktuierender Erzeugung wird ein Fahrplan für die regelbaren Kraftwerke erstellt. Je näher der Zeitpunkt der Prognose am Zeitpunkt des Verbrauchs bzw. der Erzeugung liegt, desto kleiner ist der **Prognosefehler**. Daher werden die Lieferverpflichtungen kurzfristig an die genaueren Prognosen angepasst und Abweichungen bestmöglich mit kurzfristig abzuschließendem Stromhandel ausgeglichen. Der Markt, an dem am kurzfristigsten gehandelt werden kann, ist der Intraday Markt. Hier kann noch 75 Minuten vor Lieferung die folgende Stunde gehandelt werden. Alle Leistungsabweichungen, die auf Grund von Prognoseungenauigkeiten oder unvorhersehbaren Ausfällen von Energieerzeugungsanlagen kurzfristiger auftreten, können nicht mehr durch Stromhandel kompensiert werden, sondern müssen durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden, um die Frequenz konstant zu halten.

Der Bedarf an **Regelleistung** steigt, bedingt durch den Ausbau der meteorologisch abhängigen Erzeuger Wind- und Solarenergien und den damit verbundenen Prognosefehlern, zwischenzeitlich an. Unter Berücksichtigung der Prognoseverbesserung und eines kleinteiligeren Kraftwerksparks dezentraler Anlagen ist langfristig jedoch wieder mit einer Kompensation dieses Entwicklungstrends zu rechnen [Sternier et al. 2010]. Eine genaue Bestimmung des zukünftigen Regelleistungsbedarfs erfordert jedoch weitere Forschungsarbeit. Zusätzlich nimmt durch die fluktuierende EE-Erzeugung der Bedarf an kurzfristigem Ausgleich durch den Intraday-Handel zu.

EE-Stromerzeuger selbst und zusätzliche Ausgleichsoptionen können diesen Bedarf an Regelleistung vollständig decken, ohne dass neue „Must-Run-Kapazitäten“ in nennenswertem Umfang erforderlich werden (vgl. Kap. 5). Positive Regelenergie kann einerseits durch zuschaltbare Erzeuger wie PSW-Turbinen, Gaskraftwerke und BHKW oder andererseits durch abschaltbare Lasten wie Wärmepumpen, Elektromobilität oder industrielle Verbraucher erbracht werden. Längerfristig können diese Gaskraftwerke und BHKW auch mit EE-Gas

(Wasserstoff oder Methan) betrieben werden. Eine weitere Möglichkeit besteht in dem androsselten Betrieb von Windkraftanlagen zu Zeiten, in denen die gesamte Last durch dargebotsabhängige EE-Erzeuger gedeckt wird. Negative Regelleistung kann durch abschaltbare Erzeuger oder zuschaltbare Verbraucher erbracht werden. Große Synergien ergeben sich durch den Einsatz von PSW oder anderen Speichern in der Regelleistung zur Vermeidung der Abregelung von Wind- oder Solarstrom. Voraussetzung für diesen Einsatz ist ein flexibler und kurzfristiger Regelleistungsmarkt, der sich so an die Erfordernisse eines Energiesystems mit hohem Anteil fluktuierender EE optimal anpasst. Dazu ist die Anpassung des Regelleistungsmarktes an EE vorzunehmen (kleinere Losgrößen, kürzere Zeitscheiben, etc.). Durch den Zusammenschluss von Erzeugern und/oder Verbrauchern zu großen virtuellen Pools können die technischen Anforderungen auch von kleinen dezentralen Einheiten erfüllt werden.

Blindleistung (Spannungshaltung)

Um die Systemstabilität zu gewährleisten, ist zudem die Regelung der Netzspannung innerhalb eines bestimmten Toleranzbereiches notwendig. Derzeit wird dies fast ausschließlich im Bereich des Hoch- und Höchstspannungsnetzes durch die Bereitstellung von Blindleistung geregelt. Durch die zunehmende dezentrale fluktuierende Einspeisung kommt es in Abhängigkeit vom dezentralen Lastprofil zunehmend auch zu Spannungsüberhöhungen im Verteilnetz. Um diese ausgleichen zu können, ist eine dynamische Regelung der Blindleistung dezentraler Erzeuger notwendig. Die dezentrale Blindleistungssteuerung kann auch zu einer Reduzierung der Netzverluste und Erhöhung der freien Übertragungskapazität der Netze eingesetzt werden [Braun 2008].

Dennoch besteht trotz einer Regelung der Spannung auf Verteilnetzebene weiterhin ein Regelbedarf auf Übertragungsnetzebene zur Sicherstellung des Systembetriebs. Um die zunehmend großräumige Übertragung von fluktuierender EE – wie der Windkraft in Norddeutschland zu den Lastzentren in West- und Süddeutschland – zu ermöglichen, besteht zudem im bestehenden Wechselstromnetz ein Bedarf zur Blindleistungskompensation. Durch den Wegfall konventioneller Großkraftwerke werden in jedem Falle zusätzliche Betriebsmittel (z. B. STATCOM, Phasenschieber) auf der Übertragungsebene erforderlich. Weitere Möglichkeiten zur Bereitstellung dieser Systemdienstleistung bestehen sowohl in großtechnischen Speichern wie PSW oder mit EE-Gas befeuerte GuD- und Gaskraftwerke als auch durch große Windparks, welche direkt in das Hochspannungsnetz einspeisen. Die Problematik der großräumigen Übertragbarkeit kann auch durch den Aufbau eines europäischen HGÜ-Netzes (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) entlastet werden.

Transiente Stabilität – Trägheit des Systems

Laständerungen, Kurzschlüsse oder Erzeugungsausfälle können das Gleichgewicht des stationären Betriebszustandes (ausgeglichene Wirkleistungs- und Blindleistungsbilanz im Gesamtsystem) stören. Für die Systemstabilität ist dabei eine Trägheit des Systems notwendig, welche durch die Synchronisation der rotierenden Massen großer thermischer Kraftwerke (Synchrongeneratoren) gewährleistet wird. Die Einspeisung von EE-Strom beruht dagegen größtenteils auf den Einsatz von Wechselrichtern. In der Diskussion wird kritisch bemerkt, dass die Leistungselektronik durch die Entkopplung von Motor und Generator über einen Gleichstromzwischenkreis die Trägheit des Systems und die Systemstabilität nicht gewährleisten kann. In verschiedenen Forschungsarbeiten wurde nachgewiesen, dass es

durch die moderne Leistungselektronik in Kombination mit geeigneten Mess- und Regelverfahren möglich ist, auch Systeme ohne rotierende Massen/Generatoren stabil aufzubauen [Engler 2002 und Strauß 2009]. Zudem bestehen über Techniken wie mit EE-Gas befeuerte GuD- und Gasturbinenkraftwerke oder auch Schwungradspeicher weitere Optionen, um die Systemstabilität jederzeit zu gewährleisten.

Jahreshöchstlast und gesicherte Leistung

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist sicherzustellen, dass die verfügbare Erzeugungsleistung zu jedem Zeitpunkt zur Deckung der Stromnachfrage ausreicht. In der Diskussion über eine Vollversorgung mit EE-Strom wird der geringe Beitrag fluktuierender EE-Erzeugung zur gesicherten Leistung kritisiert. Um dieses Defizit auszugleichen müsste fast die gleiche Leistung an konventionellen Backup-Kraftwerken bereitgehalten werden, was zu hohen Systemkosten führe. Tatsächlich gibt es aber eine Vielzahl von Möglichkeiten den tatsächlichen Bedarf an Backup-Kapazitäten zu minimieren [UBA 2010a].

Derzeit beruhen die Analysen zur **gesicherten Leistung** nur auf einer nationalen Betrachtung, also ohne Berücksichtigung der Möglichkeit zu Zeiten besonders hoher Nachfrage einen Teil des Bedarfs durch Stromimporte decken zu können. Vor dem Hintergrund der zukünftigen Praxis eines europäischen Strommarktes und der zunehmenden Bedeutung von Stromimporten in den untersuchten Szenarien ist eine solche Inselbetrachtung jedoch nur bedingt geeignet und führt zu einer Überschätzung der benötigten inländischen Erzeugungsleistung. Dabei sind auch neue Ansätze zur Festlegung der gesicherten Leistung zu entwickeln. Da sich die Zeitpunkte der Jahreshöchstlast infolge unterschiedlicher Verbrauchsmuster zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern nur selten überschneiden, ist davon auszugehen, dass während der nationalen Jahreshöchstlast zusätzliche Kapazitäten im Ausland zur Verfügung stehen. Bei den dargebotsabhängigen Erzeugern Windkraft und Fotovoltaik, in geringerem Maße auch bei Wasserkraft, dominieren die meteorologischen Einflüsse bei der Bestimmung der gesicherten Leistung. Mit einer räumlichen Ausweitung des Betrachtungsraumes – beispielsweise durch eine europäische Vernetzung – nimmt der Anteil gesicherter Leistung an der installierten Leistung zu, da es zu einer Glättung der Erzeugungsleistung kommt. Nach Ergebnissen der Tradewind-Studie steigt der Leistungskredit der Windkraft bei einer europaweiten Betrachtung auf 11% der installierten Leistung gegenüber 5,4% bei nationaler Betrachtung. Eine rein nationale Betrachtung führt also zu einer Überschätzung des Bedarfs an teuren Backup- oder Reservekraftwerken [TradeWind 2009].

Die **Jahreshöchstlast** gibt die Leistung zum Zeitpunkt maximaler Stromnachfrage innerhalb eines Jahres an, wobei die zukünftige Entwicklung dieses Parameters durch zahlreiche Faktoren bestimmt wird. Bei einer abnehmenden Jahresarbeit der Basislast durch verbesserte Energieeffizienz ist auch zu erwarten, dass die maximale Leistung dieser Basislast sinken wird. Zudem ist durch neue Anreize wie preisvariable Tarife von einer grundsätzlichen Flexibilisierung der Nachfrage auszugehen.

Auf der anderen Seite führen zusätzliche Verbraucher wie Wärmepumpen, Klimatisierung und Elektrofahrzeuge zu einer zusätzlichen Nachfrage. Hierbei ist es notwendig und entscheidend, durch Ausnutzung der Speicherpotenziale diese Lasten im Wärme- und Verkehrssektor über ein Lastmanagement in das (Strom-) System einzubinden, um so ein Ansteigen der Jahreshöchstlast zu minimieren. Ebenso wie für das Lastmanagement besteht

für regelbare, wärmegeführte KWK-Stromerzeuger die Möglichkeit, durch die Installation thermischer Speicher die Erzeugung mit den Höchstlasten zu synchronisieren (vgl. Kap. 5.2.2 und 5.2.3).

Des Weiteren ist davon auszugehen, dass auch weiterhin Kraftwerksrevisionen gezielt auf Zeiten geringerer Lastspitzen gelegt werden. Sie haben somit keinen Einfluss auf die gesicherte Leistung. Der saisonal charakteristische Lastverlauf mit einem Auftreten der Jahreshöchstlast in den Wintermonaten und niedrigeren Lastspitzen in den Sommermonaten besteht auch in den Simulationsergebnissen trotz Berücksichtigung der Klimatisierung fort.

Es besteht erweiterter Forschungsbedarf hinsichtlich der methodischen Bestimmung der gesicherten Leistung, da sich mit den neuen (EE)-Erzeugern und neuen bzw. flexiblen Verbrauchern und Speichern eine Vielzahl von Interaktionen ergibt. So kann es durch die verstärkte Integration von Lastmanagement zu einer veränderten Ausprägung der Jahreshöchstlast kommen: Während diese bislang in Form von Leistungsspitzen kurzer Dauer auftritt, kann es in Zukunft zur Ausbildung von Leistungsmaxima längerer Dauer kommen, so dass die Jahreshöchstlast eher ein Plateau von mehreren Stunden bis Tagen darstellen kann. Dies ist bei zukünftigen Betrachtungen zur Versorgungssicherheit zu berücksichtigen, da dies Einfluss auf das Niveau der Versorgungssicherheit sowie auf die anrechenbare Erzeugungsleistung speicherabhängiger Einheiten wie z. B. BHKW hat. Weitere Fragestellungen ergeben sich aus den Rückwirkungen von Wärmepumpen und größerer KWK-Anlagen, aus der Kopplung von Strom- und Gasnetz und der Nutzung von neuen Speichern wie dem Erdgasnetz oder Druckluftanlagen. Eine detaillierte Betrachtung der gesicherten Leistung für das Basisszenario 2010 A erfolgt in Kap. 5.2.6.

5 Untersuchung der Lastdeckung und möglicher Ausgleichsmaßnahmen im Stromversorgungssystem

5.1 Die Modelle und ihre Wechselwirkung

Die Stromversorgung der Zukunft ist von einem fundamentalen Unterschied zum heutigen Energiesystem geprägt. Während heute durch den Einsatz von gespeicherter fossiler und nuklearer Energie Schwankungen auf der Nachfrageseite ausgeglichen werden, gilt es, in einem System mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien wetterbedingte Schwankungen der Angebotsseite mit dem schwankenden Energiebedarf zu synchronisieren. Um diese Synchronisation wirtschaftlich und technisch effizient gestalten zu können, ist eine dynamische Simulation des Energieversorgungssystems erforderlich. Für die Szenarien der Leitstudie 2010 sollen in diesem Abschnitt Ergebnisse der ersten vertiefenden Analysen gezeigt und diskutiert werden. Bislang wurden erste Untersuchungen für die zwei Szenarienvarianten Basisszenario 2010 A (im Folgenden „Basisszenario A“) und Szenario B mit 100% EE-Strom und Wasserstoff als Überschussspeicher (Szenario B 100%-S/H₂) durchgeführt. Sowohl die Modellentwicklung als auch die Simulationen werden im weiteren Verlauf des Vorhabens weiter vorangetrieben und bis zur Leitstudie 2011 entsprechend den Zielsetzungen vervollständigt. Um eine energetische Planungssicherheit zu erhalten, ist eine Analyse von mehreren „Wetterjahren“ wünschenswert. Es konnten bislang vier Wetterjahre (2006 bis 2009) für das Szenariojahr 2020 untersucht werden. Die Auswertung der Versorgungssituation im Jahr 2050 stützt sich dagegen nur auf das Wetterjahr 2006.

5.1.1 Modellbeschreibung REMix

Das am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt entwickelte Modell REMix ist ein optimierendes Energiesystemmodell, das auf die Modellierung eines europäischen Stromversorgungssystems mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien zugeschnitten ist.

Grundlage des REMix-Modells ist eine GIS-gestützte Datenbank, in der die Potenziale der erneuerbaren Energieressourcen (Solar, Wind, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie) in hoher zeitlicher (1 Stunde) und räumlicher (10 x 10 km²) Auflösung zur Verfügung stehen. Die Modellregion umfasst ganz Europa und Teile Nordafrikas. Daten des Strombedarfs liegen für die gesamte Modellregion in entsprechender zeitlicher und räumlicher Auflösung vor. Annahmen zur Entwicklung technischer und ökonomischer Kenngrößen bis zum Jahr 2050 wurden wie in Kapitel 2.6 beschrieben zusammengestellt. Das REMix-Optimierungsmodul nutzt die zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Potenzialdaten erneuerbarer Energien aus einem GIS-Inventar als Eingangsgröße. Wegen der großen Datenmengen wird nicht wie mit anderen Energiesystemmodellen üblich ein Ausbaupfad über mehrere Jahrzehnte, sondern immer nur ein einzelnes Jahr simuliert.

Für einen vom Benutzer vorgegebenen Anteil erneuerbarer Energien in einem bestimmten Jahr (z. B. 85% Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050) berechnet REMix den kostenoptimierten Einsatz der verschiedenen EE-Techniken unter Berücksichtigung der zeitlichen und räumlichen Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieressourcen. Der verbleibende konventionelle Kraftwerkspark wird als residuale Last abgebildet. Bei der Ermitt-

lung des kostenoptimierten Stromerzeugungsmixes werden Energiespeicher und der Stromtransport im europäischen Verbund berücksichtigt. Die Berechnung beruht auf zeitlich-räumlichen Informationen über Last, Erzeugungsangebot und Kosten der verschiedenen Lastdeckungsoptionen. Der Aufbau des Modells und seine wesentlichen Eingangsdaten sind in Abbildung 5.1 dargestellt. Das Modell ist in [DLR 2010] detailliert beschrieben.

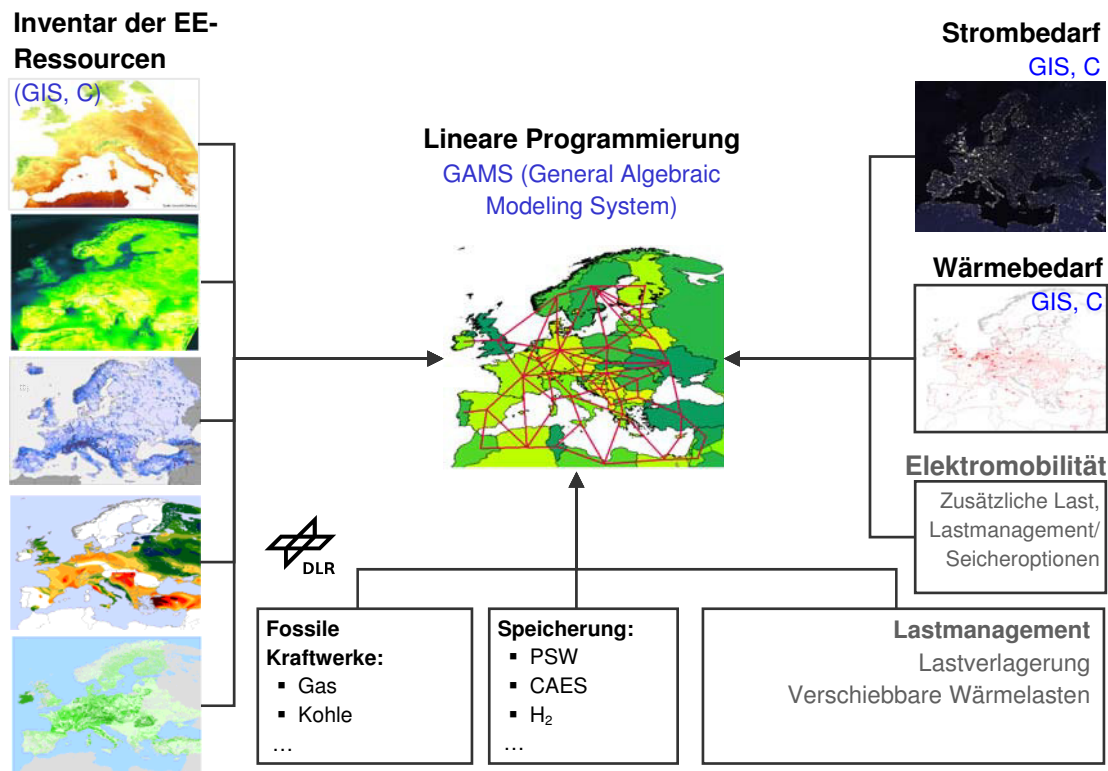


Abbildung 5.1: Aufbau des Modells REMix mit Inputdaten

Möglichkeiten und Grenzen von REMix

Neben rein kostenoptimierten Systemauslegungen können Mengengerüste installierter Leistungen oder der Stromerzeugung aus Szenarien übernommen werden, die weitere Randbedingungen berücksichtigen, wie z. B. politische Ziele für einzelne Techniken. Aufbauend auf solchen Szenariovorgaben können Stromspeicher- und großräumiger Stromübertragungsbedarf für ein bestimmtes Szenario ermittelt werden. Darüber hinaus können Zeitreihen der Stromerzeugung, -speicherung und -übertragung in bzw. zwischen einzelnen Regionen als Eingangsdaten für weitere Untersuchungen innerhalb einzelner Regionen erzeugt werden.

Mit REMix werden keine Lastflüsse im AC-Hoch- und Höchstspannungsnetz durchgeführt. Es wird nur der großräumige Transport über HGÜ-Leitungen (Hochspannungsgleichstromübertragung) abgebildet. Dabei werden mögliche Verbindungen und die Länge der Leitungen vorgegeben. Die Kapazität der Leitungen ist ein Ergebnis der Optimierung.

Derzeit sind in REMix drei Speichertechniken abgebildet: Pumpspeicherkraftwerke, adiabate Druckluftspeicherkraftwerke und Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung in GuD-Kraftwerken. Weitere Speicheroptionen, insbesondere Kurzzeitspeicher wie z. B. Batterien,

könnten zum Ausgleich kurzfristiger Lastschwankungen innerhalb einer Stunde relevant sein. Diese kurzzeitigen Effekte können in REMix nicht abgebildet werden.

Bisher sind in REMix keine Lastmanagementoptionen abgebildet. Der konventionelle Kraftwerkspark besteht in REMix ausschließlich aus Gaskraftwerken für die flexible Deckung einer residualen Last (Gesamtlast abzüglich EE-Erzeugung). Dadurch ist das Modell vorwiegend geeignet für die Simulation von Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

5.1.2 Modellbeschreibung SimEE

Das am Fraunhofer IWES entwickelte Simulations-Modell (SimEE) legt den Schwerpunkt auf eine möglichst genaue und detaillierte Abbildung der technischen Eigenschaften der Strom-Erzeuger, -Verbraucher und -Speicher. In der derzeitigen Entwicklungsstufe des Modells kann das Stromversorgungssystem Deutschlands basierend auf vorgegebenen Szenarien abgebildet und hinsichtlich seiner dynamischen Interaktionen bewertet werden. Das Modell wird fortlaufend erweitert.

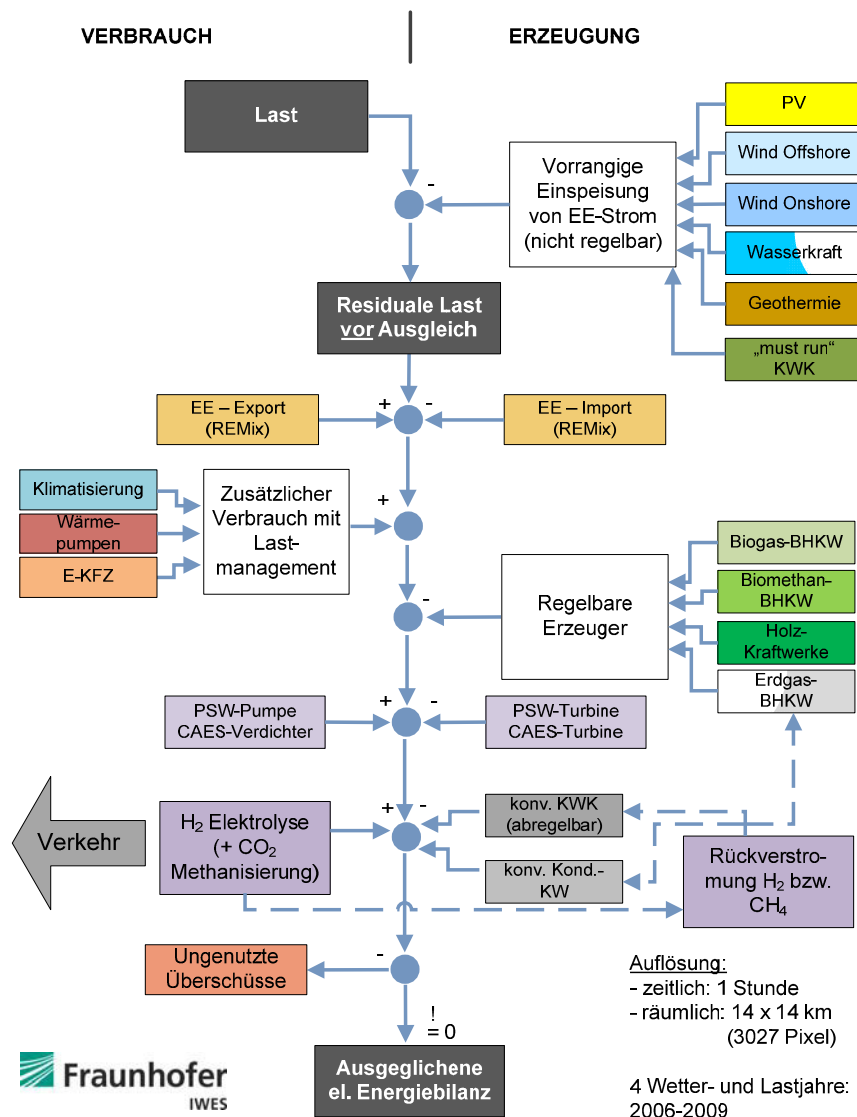


Abbildung 5.2: Aufbau des Modells SimEE unter Einbindung des Modells REMix

Grundlage für die Simulation bilden reale Wetterdaten mehrerer Jahre (2006 bis 2009) mit stündlicher Auflösung und einer räumlichen Auflösung von 14 x 14 km². Im Gegensatz zu rein stochastischen Methoden zur Abbildung der fluktuierenden EE-Erzeugung (Normaljahr) ermöglicht eine Darstellung realer Wetterjahre eine Berücksichtigung der komplexen Interaktionen zwischen z. B. Windstrom und Heizbedarf oder Solarstrom und Klimatisierung. Eine Bewertung mehrerer Jahre ist notwendig, um Extremsituationen und deren Einfluss auf Energiebilanzen bewerten zu können (z. B. ein schlechtes Windjahr).

Die Deckung des Stromverbrauchs bzw. der Einsatz von Ausgleichsoptionen erfolgt in einer Einsatzreihenfolge. Die Reihenfolge definiert sich einerseits durch gesetzliche Bestimmungen (vorrangige Einspeisung für EEG- oder KWKG-Strom) oder durch Kosten bzw. Effizienz (verlustfreier oder günstigerer Ausgleichsoptionen vor anderen Optionen) bzw. hinsichtlich der Flexibilität (Kurzzeitspeicher vor Langzeitspeicher). Ausgleichsoptionen verfolgen das übergeordnete Ziel der Lastglättung. Das bedeutet für Erzeuger die Deckung von Lastspitzen, für das Lastmanagement die Füllung der Lasttäler und für Stromspeicher die Verschiebung von Lasttälern in Lastspitzen. Für die Speichereinsatzoptimierung wird der Lastgang der residualen Last angewandt. Die Priorität für den Einsatzzeitpunkt der Ausgleichsoptionen in der Lastglättung ist durch eine lastabhängige Preisfunktion gegeben. Der kostenoptimale Fahrplan wird anhand einer rollierenden (iterativen) Planung über einen längeren Zeithorizont (entsprechend der Prognosemöglichkeit und Speicherkapazität) unter Berücksichtigung einer täglichen Aktualisierung berechnet. Die ausführliche Modellbeschreibung findet sich im separaten Datenanhang im Kapitel 3.4.

5.1.3 Die Koppelung der Modelle und ihre Wechselwirkung

Durch die Kopplung der Modelle REMix und SimEE konnte die Integration der deutschen Stromversorgung in den europäischen Stromverbund gut realisiert werden. Durch REMix wird die Einbindung Deutschlands in ein europäisch-nordafrikanisches Verbundsystem abgebildet. Die EE-Einspeisung und die vielfältigen Ausgleichsoptionen innerhalb Deutschlands werden durch SimEE abgebildet. Dabei ergänzen sich beide Modelle durch ihre unterschiedlichen Schwerpunkte: Mit REMix wird ein Stromversorgungssystem für den gesamten europäischen Raum im Verbund mit Nordafrika entworfen, wodurch günstige Standorte für die EE-Stromerzeugung erschlossen und ein großräumiger Ausgleich von Last- und Erzeugungsspitzen erzielt werden kann. Dabei bleibt der Detaillierungsgrad der Techniken relativ gering und der konventionelle Kraftwerkspark wird stark vereinfacht mit den Charakteristika eines Gasturbinenkraftwerks abgebildet. SimEE konzentriert sich auf die detaillierte Abbildung der Lastausgleichsoptionen und des Betriebs der konventionellen Kraftwerke in Deutschland, verfügt aber nicht über detaillierte Informationen über Stromerzeugungspotenziale im Ausland und den möglichen Austausch in einem europäischen Verbund. Um die Modelle zu koppeln, wurde iterativ vorgegangen:

- 1) Die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen und die Last durch zusätzliche Verbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge (E-KFZ), Klimatisierung) in Deutschland wurden mit höherem Detaillierungsgrad in SimEE ermittelt und als aggregierte Zeitreihe für REMix vorgegeben.
- 2) Die daraus folgende residuale Last wird im Modell REMix mit den Optionen „großräumiger Verbund“, „Speicher“ und gegebenenfalls „fossile Erzeugung“ gedeckt.

- 3) Die aus Punkt 2 stammende Import-Export-Zeitreihe und die Zeitreihen für die Stromerzeugung und -speicherung in Deutschland werden mit SimEE wieder in größerem Detail mit weiteren Speicher-, Erzeugungs- und Lastverschiebungsoptionen verarbeitet. Es können sich hierbei andere Auslastungen und damit andere Zeitreihen der Erzeugung in Biomassekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung ergeben als zu Beginn des ersten Schrittes angenommen. Daher wird das Verfahren in einem zweiten Iterationsschritt wiederholt.

5.2 Dynamische Bewertung der Energieversorgung im Jahr 2020 unter Berücksichtigung verschiedener Ausgleichsmaßnahmen

Die Entwicklung der Energieversorgung bis zum Jahr 2020 ist mit konkreten politischen Zielen verknüpft, die sich auch in den Verpflichtungen gegenüber der EU (Nationaler Aktionsplan) darstellen. Um diese Ziele zu erreichen, ist für die Integration der fluktuierenden Erneuerbaren auch die Erschließung von zusätzlichen Ausgleichsoptionen (s. u.) notwendig. Um einerseits diese Notwendigkeit und andererseits das Ausgleichs-Potenzial darzustellen, wurde basierend auf dem Basisszenario 2010 A für das Szenariojahr 2020 eine Gegenüberstellung von zwei Extremen durchgeführt:

1. Dynamische Bewertung ohne Ausgleichsoptionen außer Netzausbau
2. Dynamische Bewertung unter Ausnutzung eines Großteils des möglichen Ausgleichspotenzials

Die berücksichtigten Ausgleichsoptionen sind im Bereich des Lastmanagements die „neuen Verbraucher“ (Wärmepumpen, E-KFZ, Klimatisierung) und regelbare Erzeuger (u. a. Biogas-BHKW, Biomethan-BHKW, Erdgas-BHKW). Dabei wurde zur Untersuchung der möglichen Effekte von der extremen Annahme ausgegangen, dass alle Anlagen bis 2020 mit entsprechenden Erweiterungen für eine Flexibilisierung des Verbrauchs bzw. der Einspeisung ausgestattet sind (Wärme- und Gasspeicher, zusätzliche BHKW-Leistung, Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)).

Des Weiteren wurde der Einsatz von Pumpspeicherwerken (PSW) im Lastfolgebetrieb berücksichtigt. Dabei wurde der zukünftige Bestand deutscher Pumpspeicherwerke (inklusive ausländischer, direkt an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossener Pumpspeicherwerke) des Jahres 2020 zu 50% pauschal dem Lastfolgebetrieb und zu 50% der Bereitstellung von Regelleistung zugeordnet. Dem Regelleistungsbereich wurde auch das Ausgleichspotenzial von industriellem Lastmanagement zugeordnet. Entsprechend stellt die vergleichende Betrachtung eine Vereinfachung der realen Systemanforderungen dar.

5.2.1 Zeitweise Vollversorgung mit EE bei idealem Netzausbau im Jahr 2020

Bereits im Jahr 2020 ist es absehbar, dass an vielen Wochenenden die Last fast vollständig durch Erneuerbare gedeckt werden kann (Abbildung 5.3). Besonders an Wochenenden mit geringem Strombedarf und hohem Wind- und Solaraufkommen häufen sich diese Situationen. Generell folgt die PV-Einspeisung dem Tagesverlauf des Strombedarfs und die Wind-einspeisung dem Jahresverlauf (mehr Wind und Strombedarf im Winter als im Sommer).

Die absoluten EE-Stromüberschüsse, die durch Abregelung verloren gehen, sind bei idealem Netz sehr gering. Daher ist ein Netzausbau elementar für die weitere Integration von erneuerbaren Energien, um volkswirtschaftlichen Schaden durch häufige EE-Abregelungen zu vermeiden.

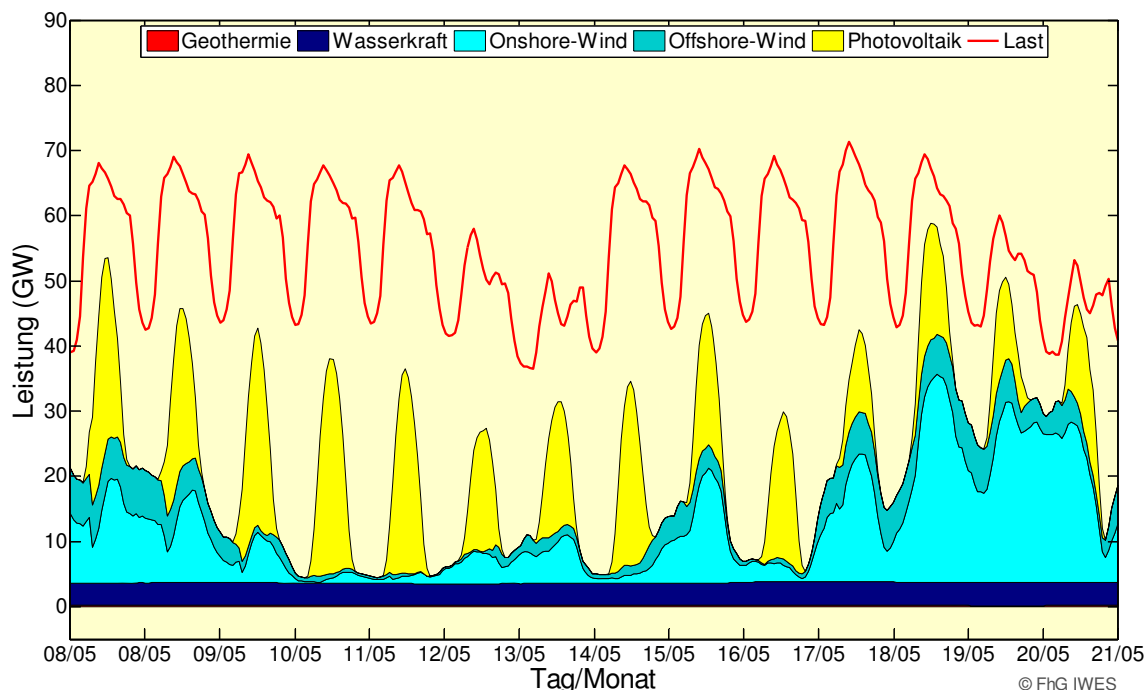


Abbildung 5.3: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen, nicht-regelbaren EE-Einspeisung für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

5.2.2 Fluktuationsausgleich durch Lastmanagement mit E-KFZ, Wärmepumpen und Klimatisierung

Durch zusätzliche Verbraucher wie E-KFZ, Wärmepumpen und Klimatisierung können die Fluktuationen im Stromverbrauch verschärft werden, wenn deren Stromverbrauch nicht geregelt wird. Ein ungesteuertes Laden von E-KFZ führt zu Lastspitzen in den Abendstunden; im Sommer werden die Mittagsspitzen durch einen zunehmenden Klimatisierungsbedarf deutlich verschärft werden. Daher ist es notwendig, neben bestehenden Verbrauchern auch die neuen Verbraucher über Smart Grids zu regeln, um die Nachfrage dem Angebot anzupassen.

Neben den „neuen“ Verbrauchern bestehen grundsätzlich weitere Lastmanagementpotenziale. Kostengünstig sind dabei besonders die Potenziale, die eine hohe Leistung für eine begrenzte Zeit bereitstellen können, wie z. B. industrielle Lasten. Sie eignen sich dabei vor allem für die Bereitstellung von Reserveleistung. Für den Lastausgleich ist jedoch stets zu hinterfragen, welche Nutzereinschränkungen und Komforteinbußen damit verbunden sind und welche Anreizhöhe für eine Erschließung der Potenziale notwendig wäre. Aufgrund dieser weitgehend ungeklärten Unsicherheiten werden „alte“ Verbraucher nicht im Lastmanagement abgebildet. „Neue“ Verbraucher können dagegen aufgrund der Entkoppelung von Strombezug und Nutzung der Endenergie über einen Speicher ohne große Nutzereinschränkungen geregelt werden.

Der gesteuerte Verbrauch der neuen Lasten E-KFZ (1 Million Fahrzeuge im Jahr 2020), Wärmepumpen und Klimaanlage führt zur Abfederung der Schwankungen in der Stromversorgung (Abbildung 5.4). Besonders deutlich wird dies bei der Klimatisierung: Im Sommer ist der Betrieb von Klimaanlage mit der PV-Einspeisung zu korrelieren, um kostenintensive und unnötige Einspeise- und Lastspitzen zu vermeiden. Ähnliche Effekte sind prinzipiell auch bei einem Lastmanagement im Haushalts- oder GHD-Bereich zu erwarten.

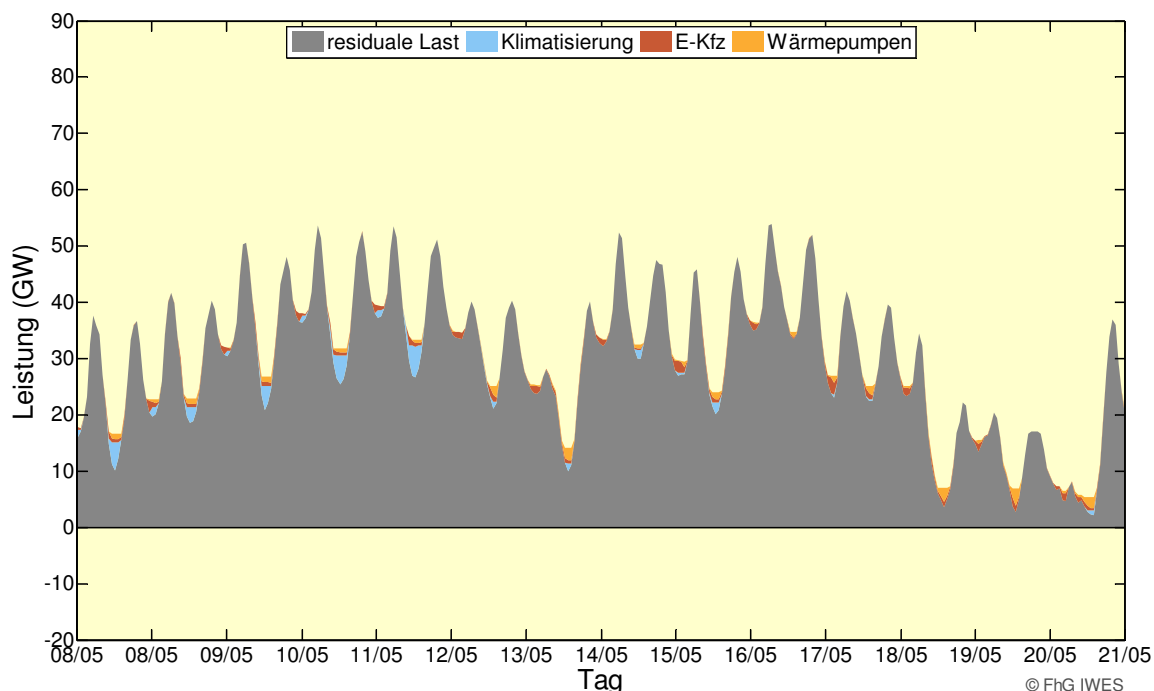


Abbildung 5.4: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import

5.2.3 Fluktuationsausgleich durch Erzeugungsmanagement mit KWK

Bisher werden Biomasseanlagen (Biogasanlagen, Pflanzenöl-BHKW und Holz-Heizkraftwerke) fast ausschließlich im Dauerbetrieb in der Grundlast gefahren, obwohl diese Anlagen prinzipiell regelbar sind und der fluktuierenden EE-Einspeisung angepasst werden können [Hartmann et al. 2010]. Biomasse kann wie fossile Brennstoffe als gespeicherte chemische Energie flexibel eingesetzt werden. Die höchste Effizienz erzielt die Biomasse-nutzung in der KWK [WBGU 2008]. Der flexible Einsatz von Biogas- und Erdgas-BHKW kann die Spitzen der residualen Last deutlich verringern und den Reststrombedarf glätten (Abbildung 5.5). Dafür müssen die Anlagen über Smart Grids informationstechnisch angeschlossen sein. Biogasanlagen sind mit einem Gasspeicher und ggf. mit einem zusätzlichen Aggregat auszustatten. Die zusätzlichen Kosten können anteilig durch höhere Einnahmen der Spitzenlaststromvermarktung refinanziert werden. Die genauen Modellannahmen sind im separaten Datenanhang im Kapitel 3.4 zu finden.

Die Flexibilisierung der KWK bietet ein großes Potenzial, um den Konflikt zwischen der zeitgleichen Einspeisung von (i) fluktuierenden EE, (ii) unflexiblen, aber kosteneffizienten Grundlastkraftwerken und (iii) der KWK-Einspeisung zu entschärfen.

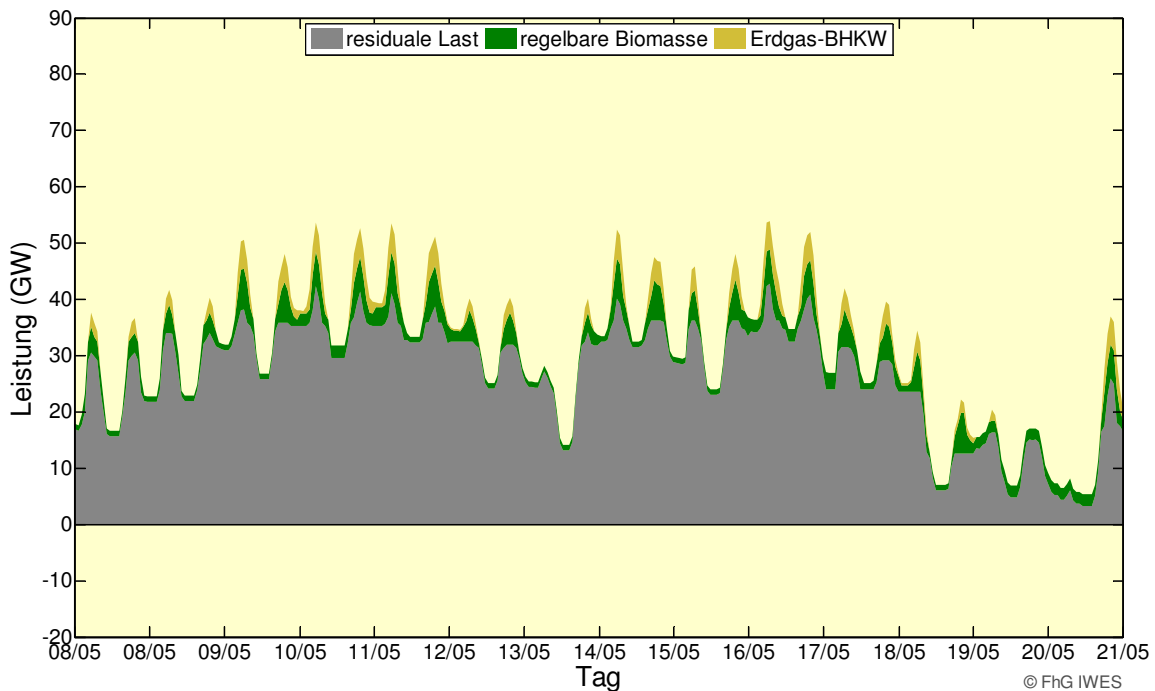


Abbildung 5.5: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

Die bisherige Vorrangregelung nach KWKG gilt nicht für alle KWK-Anlagen. In Zeiten mit geringem Verbrauch und hoher EE-Einspeisung droht daher die Verdrängung von KWK-Strom (vorwiegend dezentral in Stadtwerken) aus der Merit-Order durch Grundlastkraftwerke (vorwiegend zentral). Damit die Effizienzvorteile der KWK weiterhin genutzt werden können, ist ein flexibler Einsatz der KWK zielführend. Darüber hinaus vermindern flexible KWK-Anlagen die benötigte Kraftwerkskapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

5.2.4 Gesamteffekt der Ausgleichsoptionen – deutliche Glättung und Erleichterung für konventionelle Kondensationskraftwerke

Die Umsetzung der Ausgleichsoptionen Speicher und Erzeugungs- und Lastmanagement verringert deutlich die Schwankungen der Residuallast und entlastet somit konventionelle Kraftwerke, die 2020 für die Lastdeckung benötigt werden (Abbildung 5.6 bis Abbildung 5.9). Dadurch kann einerseits der technische Aufwand für den Lastfolgebetrieb in Grenzen gehalten werden und können andererseits die Systemkosten durch den Einsatz von günstigeren Grund- und Mittellastkraftwerken anstelle teurerer Spitzenlastkraftwerke gesenkt werden.

Die Mittagsspitzen der PV-Einspeisung werden in der grau dargestellten Residuallast deutlich sichtbar, ebenso die hohe Windeinspeisung am zweiten Wochenende (19.05.-21.05.) (Abbildung 5.3). Vor allem die PV-Einspeisung führt zu steilen Lastgradienten. Ein Großteil der Schwankungen kann durch Erzeugungs- und Lastmanagement ausgeglichen werden. Der Einsatz der konventionellen Pumpspeicherkapazitäten verlagert Einspeisespitzen auf Residuallastspitzen im täglichen Rhythmus und verhindert damit ebenfalls starke Lastschwankungen (vergleiche dazu Abbildung 5.6 mit Abbildung 5.7).

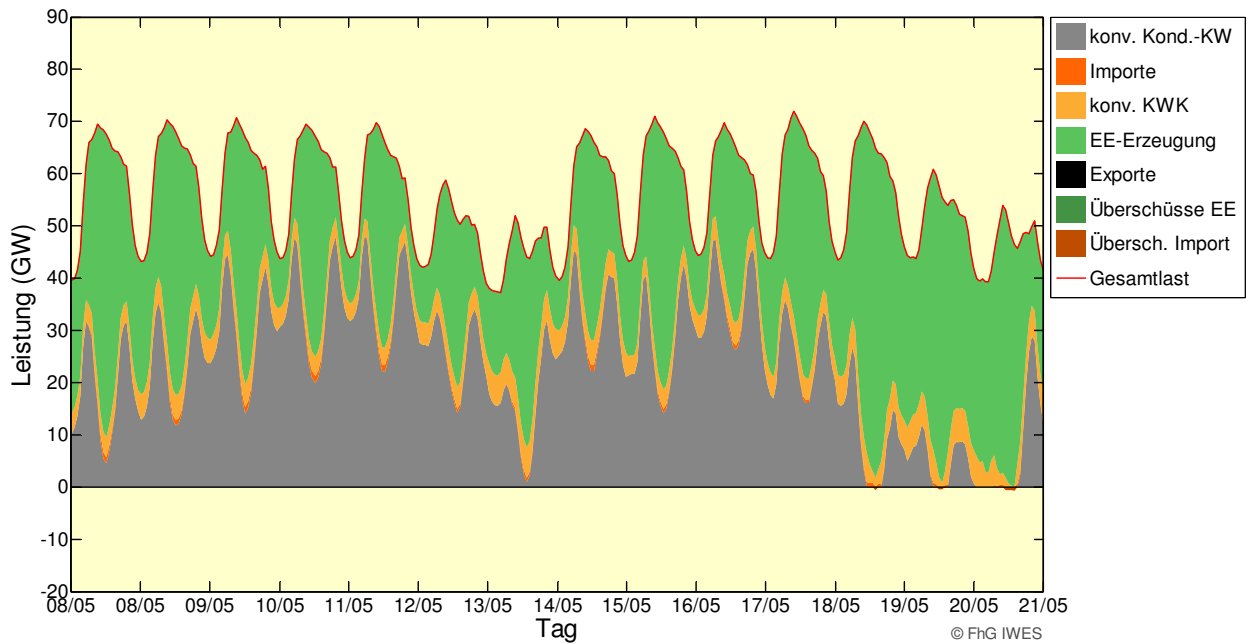


Abbildung 5.6: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Lastdeckung „ohne“ die Ausgleichsoptionen Speicher und Erzeugungs- und Lastmanagement für 2020 bei idealem Netzausbau (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

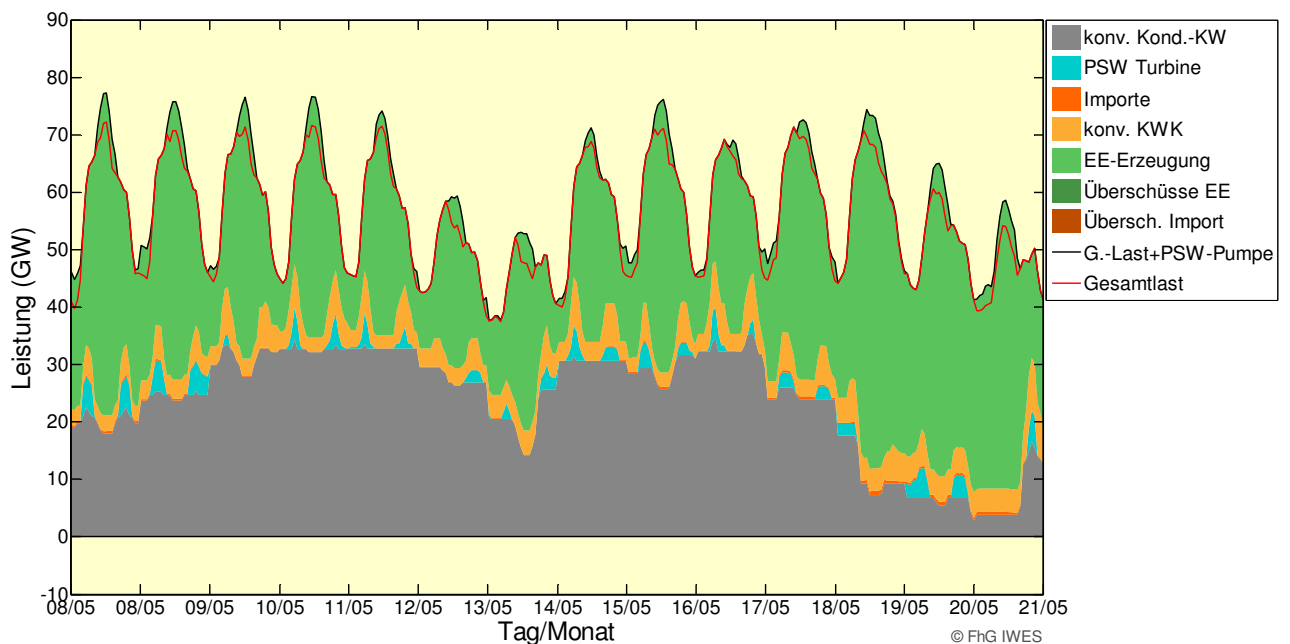


Abbildung 5.7: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Lastdeckung „mit“ den Ausgleichsoptionen Speicher und Erzeugungs- und Lastmanagement für 2020 bei idealem Netzausbau (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

Die saisonale Wirkung der Ausgleichsoptionen ist den Abbildungen 3-1 bis 3-8 im separaten Datenanhang dargestellt. E-KFZ, Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Klärgas sowie Altholz-Kraftwerke sind ganzjährig verfügbar. Im Winterhalbjahr dominieren Wärmepumpen und „wärmegeführte“ BHKW. Sie korrelieren damit grundsätzlich mit der Windenergie. Im Sommerhalbjahr ermöglicht die Klimatisierung eine bessere Integration der PV-Erzeugung.

Der Jahresverlauf des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems ist im Datenanhang in den Abbildungen 3-9 bis 3-12 dargestellt.

Der nach der Einspeisung erneuerbarer Energien verbleibende Strombedarf wird im Allgemeinen als **Residuallast** bezeichnet. Je nachdem, wie gesteuert und kombiniert die Einspeisung erfolgt und der Strombedarf schwankt, ergeben sich mehr oder weniger intensive Schwankungen der Residuallast. Diese sind relevant für den Betrieb von konventionellen Kraftwerken und deren Auslastung und somit Wirtschaftlichkeit. Für die weitere Betrachtung wird im Bereich der konventionellen Kraftwerke auch KWK-Strom (Erdgas-BHKW, Fernwärme- und Industrie-Heizkraftwerke) eine vorrangige Einspeisung eingeräumt, um eine effiziente Deckung des Wärmebedarfs zu gewährleisten. Entsprechend wird als Residuallast der Teil des Strombedarfs definiert, welcher von konventionellen Kondensationskraftwerken zu decken ist.

Durch die Ausgleichsoptionen werden (i) EE-Überschüsse²² aufgenommen, (ii) die Lastgradienten reduziert und entschärft und (iii) der Bedarf an kostenintensiven Spitzenlastkraftwerken gesenkt (Abbildung 5.8). Trotz dieser Ausgleichsoptionen gibt es in einem Versorgungssystem entsprechend dem Basisszenario 2010 A bereits im Jahr 2020 kein durchgehendes „Grundlastband“ mehr.

Der Bedarf an Grundlastkraftwerken schwindet. Kraftwerke sind zunehmend im Lastfolgebetrieb in der Mittel- und Spitzenlast einzusetzen. Bestehende Kraftwerke müssen deutlich flexibler betrieben werden können, um einerseits technisch in der Lage zu sein, EE-Strom zu integrieren, und andererseits trotz häufiger An- und Abfahrvorgänge eine wirtschaftliche Auslastung zu erhalten. Daher sind die aufgezeigten Ausgleichsmaßnahmen notwendig, um dem Systemübergang und der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke Zeit zu gewähren.

Ein grenzüberschreitender europäischer Stromhandel wurde im Gegensatz zu den Simulationen für das Jahr 2050 hier für 2020 nicht abgebildet, bietet aber ein weiteres Potenzial zur Bewältigung der sich abzeichnenden Herausforderungen.

Eine Auswertung des Basisszenarios 2010 A für das Jahr 2020 über vier Wetterjahre anhand einer Jahresdauerlinie zeigt ebenfalls die Bedeutung von Ausgleichsoptionen: EE-Überschüsse werden genutzt, der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken gesenkt und die Gradienten und Lastspreizungen in der Stromversorgung verringert (Abbildung 5.9).

²² EE-Überschüsse - die momentane EE-Erzeugung übersteigt den momentanen Verbrauch

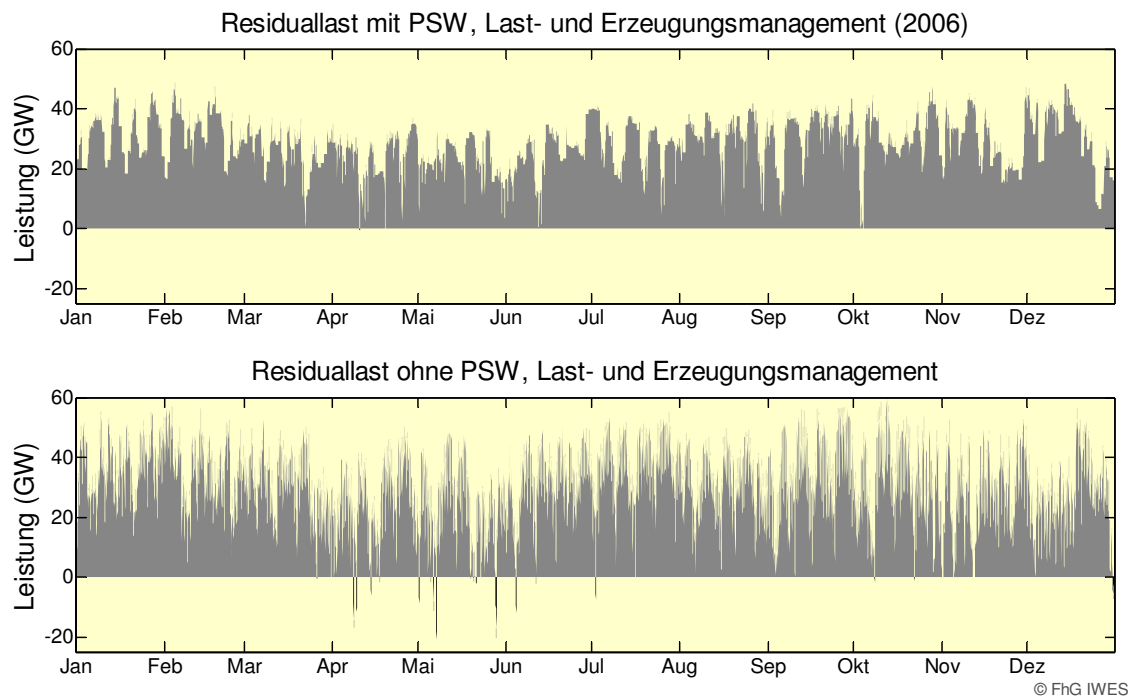


Abbildung 5.8: Vergleich der verbleibenden, von konventionellen Kondensations-Kraftwerken zu deckenden Residuallast im Jahr 2020 (Wetterjahr 2006; Basisszenario A)

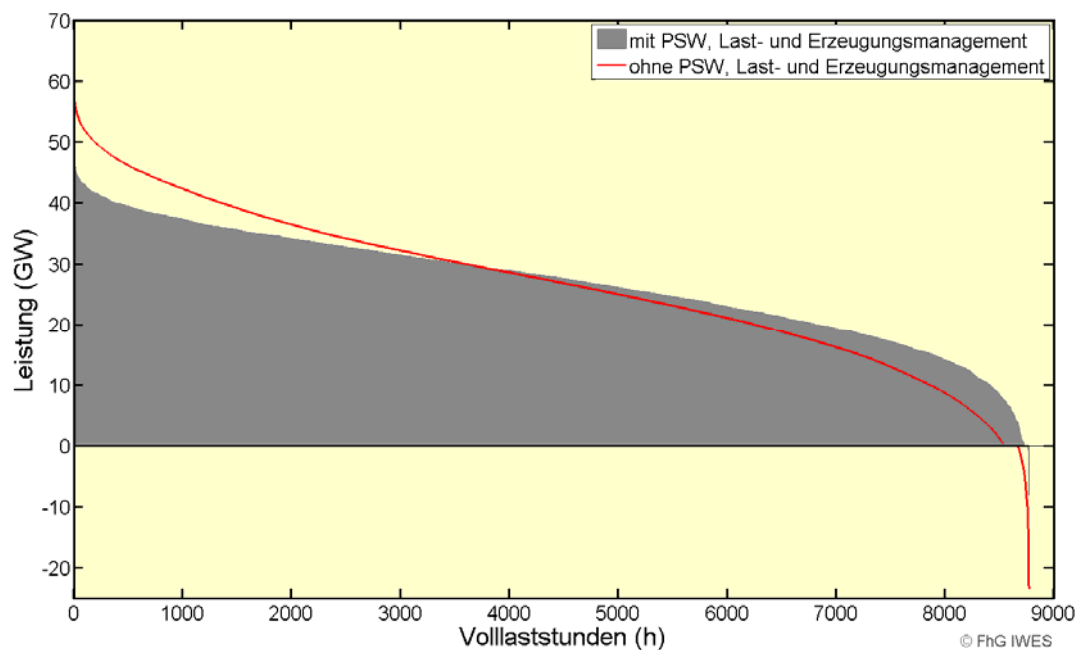


Abbildung 5.9: Jahresdauerlinie des Jahres 2020 der verbleibenden, von konventionellen Kondensations-Kraftwerken zu deckenden Residuallast (Mittel über 4 Wetterjahre 2006-2009; Basisszenario 2010 A)

5.2.5 Anforderungen an konventionelle Kraftwerke in regenerativ-dominierten Energiesystemen

Steigender Bedarf an flexiblen Kraftwerken zur Systemintegration von Erneuerbaren

Basierend auf der Auswertung der Jahresdauerlinie anhand typischer Ausnutzungsdauern werden 2020 im Basisszenario noch 16 bis 19 GW Grundlastkraftwerke (> 7000 VLS), 15 bis 20 GW Mittellastkraftwerke (2000 bis 7000 VLS) und 14 bis 24 GW Spitzenlastkraftwerke (< 2000 VLS) benötigt (Tabelle 5-1 und Abbildung 5.10). Diese Werte entstammen der Betrachtung der beiden Extreme „mit“ und „ohne“ Ausgleichsoptionen. Die Betrachtung der gesicherten Leistung und der Verfügbarkeit erfolgt in Kapitel 5.2.6.

Tabelle 5-1: Bedarf an konventionellen Kondensationskraftwerken in der Bandbreite der Ausgleichsoptionen

| Basisszenario 2010 A Jahr 2020 | mit Ausgleich (Pumpspeicherwerke, Erzeugungs- und Lastmanagement) | | | ohne Ausgleich (Pumpspeicherwerke, Erzeugungs- und Lastmanagement) | | |
|-----------------------------------|----------------------------------------------------------------------|--------|---------|-----------------------------------------------------------------------|--------|---------|
| | Grund | Mittel | Spitzen | Grund | Mittel | Spitzen |
| Lastbereich | | | | | | |
| Leistung (GW; netto) | 19,3 | 14,8 | 14,8 | 16,1 | 20,3 | 24,3 |
| Energie (TWh; netto) | 159 | 69 | 7 | 128 | 93 | 13 |
| Volllaststunden (h) | 8241 | 4671 | 491 | 7957 | 4578 | 545 |
| Auslastung (%) | 94 | 53 | 6 | 91 | 52 | 6 |

Damit sinkt der Bedarf an Grundlastkraftwerken kontinuierlich mit steigenden EE-Anteilen. Der Bedarf an Mittel- und Spitzenlastkraftwerken steigt hingegen an. In der Folge werden mehr flexible Spitzenlastkraftwerke benötigt, also vor allem GuD- und Gaskraftwerke. Diese generelle Tendenz tritt ab EE-Anteilen von ca. 40 bis 70% unter der Annahme eines ideal ausgebauten Stromnetzes auf. Wenn sich der angestrebte Netzausbau verzögert, sind diese Effekte bereits bei geringeren EE-Anteilen und damit vor 2020 zu erwarten.

Konsequenzen für konventionelle Kraftwerke sind:

- Der flexible Lastwechselbetrieb wird zum Regelbetrieb für alle Kraftwerke. Es gibt immer weniger Kraftwerke, die vom Lastfolgebetrieb ausgeschlossen bleiben können. Entsprechend reduziert sich die Auslastung der konventionellen Kraftwerke, was Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb dieser Kraftwerke hat.
- Hohe Auslastungen von bestehenden Kraftwerken – die für die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke elementar ist – können nur in einem Lastfolgebetrieb mit häufigen An- und Abfahrvorgängen erreicht werden.
- Gleiches gilt für neu zu bauende Kraftwerke, die hohe Anforderungen an die Flexibilität erfüllen müssen, um zum einen der EE-Integration zu dienen und zum anderen sich auch zu amortisieren.
- Bestehende fossile Kraftwerke sind durch geeignete Maßnahmen (Retrofit) für die höheren Anforderungen bezüglich ihrer Flexibilität auf- und umzurüsten.
- Darüber hinaus müssen alle Kraftwerke zunehmend zur Systemstabilität beitragen und Regelenenergie bereitstellen.

In einer detaillierten Kraftwerkseinsatzplanung ist zu bestimmen, welche technischen und ökonomischen Auswirkungen für einzelne bestehende und neu zu bauende konventionelle Kraftwerke zu erwarten sind. Hier besteht noch weiterer Forschungsbedarf.

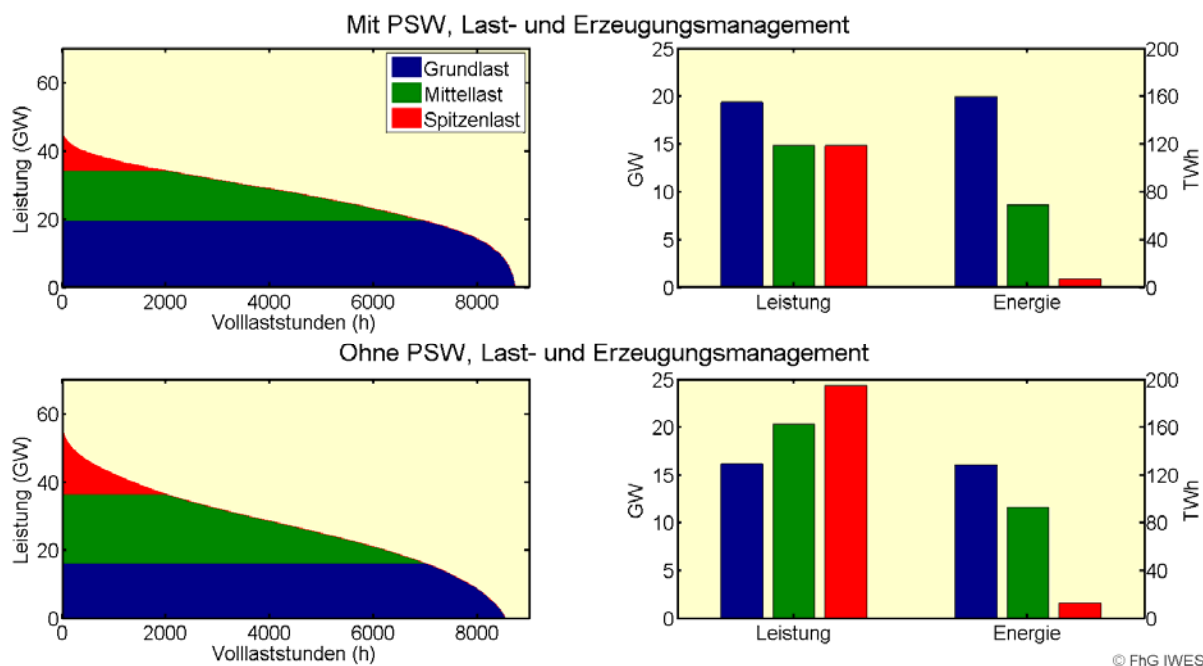


Abbildung 5.10: Auswertung der Anteile von Grund-, Mittel- und Spitzenlast der verbleibenden Residuallast im Basisszenario 2010 A, welcher von konventionellen Kondensations-KW zu decken ist (Mittelwerte über 4 Wetterjahre 2006-2009)

Verdrängung von fossilen Kraftwerken durch Kernkraftwerke

Der schwindende Bedarf an Grundlastkraftwerken führt dazu, dass auf Basis der installierten Kapazitäten entweder Kernkraft- oder Braunkohlekraftwerke weiter als Grundlastkraftwerke betrieben werden können. Laut [Ludwig 2010] ist ein flexibler Betrieb von Kernkraftwerken zwischen 50% und 100% ihrer Nennleistung technisch möglich. Bisher werden nur drei der 17 deutschen Kernkraftwerke in dieser Fahrweise betrieben [ATW 2010]. In Frankreich ist ein flexibler Lastfolgebetrieb seit langem Praxis, beschränkt sich aber im Tagesverlauf auf wenige Prozent der Zeit. Nur selten wird die Gesamtheit der Kernkraftwerke auf 75% gedrosselt [RTE 2010].

Für die Integration großer schwankender Windleistungen sind sehr große Leistungsgradienten notwendig. Diese können im Reaktorkern zu Defekten an Brennstäben durch thermische Schocks führen und den Lastwechselbetrieb einschränken. Entsprechend sind vor einem Einsatz von Kernkraftwerken zur EE-Integration noch weitere Erfahrungen im flexiblen Betrieb zu sammeln und entsprechende sicherheitstechnische Vorkehrungen zu treffen [Ludwig 2010].

Kernkraftwerke sind als Grundlastkraftwerke ausgelegt worden. Ihre technische Fähigkeit zur Integration von EE ist in der Realität noch zu belegen. Ein reales Demonstrationsprojekt (z. B. Windpark-Cluster in Kombination mit einem Kernkraftwerk) würde Aufschluss über die tatsächliche Vereinbarkeit von Grundlastkraftwerken mit stark fluktuierender EE-Einspeisung geben und könnte zur Verifizierung der theoretischen Werte dienen.

Gelingt diese Demonstration für Kernkraftwerke, werden Braun- und Steinkohlekraftwerke, KWK-Anlagen und Gaskraftwerke von Kernkraftwerken verdrängt bzw. Neuinvestitionen in andere flexible Kraftwerke auf einen späteren Zeitpunkt verschoben. Die quantitativen Auswirkungen dieser Verdrängung auf den verbleibenden Bedarf an Kohle- und Gaskraftwerken wurden im Basisszenario 2010 C (Abschnitt 3.2.3) erläutert. Dabei wurde angenommen, dass die fossile Leistung soweit zurückgenommen wird, dass die Auslastung der Kernkraftwerke sich gegenüber heute nicht wesentlich reduziert. Sie bewegt sich im Basisszenario 2010 C zwischen 6800 und 7000 h/a, was einer Auslastung von 78 bis 80% entspricht.

Werden Kernkraftwerke jedoch im Lastwechselbetrieb (Mittellast, Spitzenlast) eingesetzt, ist eine wahrscheinliche Verlängerung der Laufzeitverlängerung (LZV) die Folge, da dann die festgelegten Reststrommengen entsprechend der geringeren Auslastungen nicht innerhalb der geplanten Zeit aufgebraucht werden können, sondern wie in der Vergangenheit auf einen längeren Zeitraum gestreckt werden. Dadurch können sich also längere zusätzliche Laufzeiten als die derzeit festgelegten 12 Jahre ergeben.

Die fehlende Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks verursacht bereits heute negative Effekte: Bei hohem Windstromaufkommen nehmen die konventionellen Kraftwerke nur ungenügend den Lastwechselbetrieb auf bzw. gehen aus technisch-ökonomischen Gründen nicht in Teillast und verursachen dadurch negative Strompreise, die letztendlich die EEG-Umlage erhöhen und die Akzeptanz von erneuerbaren Energien schmälern [EWI 2010].

Technische Herausforderungen: mehr Flexibilität und kontinuierlicher Lastfolgebetrieb

Die fluktuierende Einspeisung aus EE erfordert, dass alle konventionellen Kraftwerke zukünftig auch im Lastfolgebetrieb funktionsfähig sein müssen. Dazu stellen sich neue Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke: Gefordert sind eine hohe Flexibilität (An- und Abfahrgradienten), eine hohe Robustheit der Kraftwerke (Materialbelastungen bei ständigen Temperaturwechseln, Ermüdungserscheinungen, Wartungsintervalle) und generell eine hohe Regelbarkeit, die sich aus geringen Mindest-Stillstandzeiten, kurzen Anfahr Dauern und kurzen Mindest-Betriebszeiten ergeben. Hierbei sind für neue Kraftwerke hohe Rampengeschwindigkeiten eine notwendige und entscheidende Voraussetzung für ihren zukünftigen Betrieb. GuD- und Gaskraftwerke sowie einige Steinkohlekraftwerke erfüllen diese Anforderungen bereits heute, wohingegen Kern- und Braunkohlekraftwerke diese Eigenschaften nur eingeschränkt aufweisen.

Wirtschaftliche Herausforderungen: geringere Auslastungen und längere Amortisationszeiten

Weiter ergeben sich wirtschaftliche Herausforderungen im Einsatz konventioneller Kraftwerke. Einerseits ist ein geringerer Stromabsatz durch die geringere Auslastung zu erwarten. Andererseits ergeben sich durch technische Notwendigkeiten zusätzliche Kosten. Diese technischen Notwendigkeiten können sowohl höhere Anforderungen an Sicherheitsstandards durch vermehrten Lastfolgebetrieb als auch höhere Wartungs- und Betriebskosten durch höhere (Material-)Anforderungen und Verschleiß im Lastfolgebetrieb sein. Damit konventionelle Kraftwerke dennoch ihre wichtige Funktion des saisonalen Ausgleichs erneuerbarer Energien wahren können, sind neue Betreibermodelle (z. B. über einen Kapazitätsmarkt, d. h. einen Leistungspreis für das Vorhalten einer gewissen Leistung) von Nöten.

Der kurzfristige Stromhandel wird an Bedeutung gewinnen, da die Wind- und die Solarstrom einspeisung nur kurzfristig vorausgesagt werden können und diese Prognosen mit Fehlern behaftet sind. Es ist nicht absehbar, dass der Kraftwerkspark bis 2020 die zukünftig benötigte Flexibilität vollständig aufweist. Daher sind politische Maßnahmen erforderlich, die entweder die Flexibilisierung des Kraftwerksparks beschleunigen oder die beschriebenen Ausgleichsoptionen zur Gestaltung des Systemübergangs verfügbar machen.

5.2.6 Berechnung des Kraftwerksbedarfs zur Deckung der Jahreshöchstlast – gesicherte Leistung und Versorgungssicherheit im Jahr 2020

Durch das Einbinden von Last- und Erzeugungsmanagement kann der Bedarf an gesicherter Leistung, die für die Versorgungssicherheit notwendig ist, reduziert werden (vgl. Kap. 4.4). Im Folgenden wird die benötigte Kraftwerksleistung im Jahr 2020 für das Basisszenario mit und ohne Ausgleichsmaßnahmen ermittelt. Neben den untersuchten Parametern für das Last- und Erzeugungsmanagement wird wie zuvor ein ideales Stromnetz zugrunde gelegt.

Alle Erzeugungseinheiten, regenerativ oder konventionell, lassen sich durch eine statistische Nicht-Verfügbarkeit bzw. durch eine komplementäre Verfügbarkeit charakterisieren. Konventionelle Kraftwerke können wegen notwendiger Revisionen und nicht disponibler, ungeplanter Ausfälle nicht jederzeit mit Nennleistung einspeisen. Kraftwerksrevisionen sind grundsätzlich innerhalb eines gewissen Zeitfensters plan- und verschiebbar und können somit auf Zeiten mit geringeren Lastspitzen gelegt werden. Unabhängig von der Einbindung zusätzlicher gesteuerter Verbraucher ist im untersuchten Szenario eine Saisonalität der Last festzustellen. Diese ermöglicht es, weiterhin Revisionen so zu planen, dass diese auch außerhalb der Zeiten der Höchstlast liegen. Für Betrachtungen der gesicherten Leistung reicht daher eine Einbeziehung der nicht disponiblen Nicht-Verfügbarkeiten aus. Diese werden je nach Kraftwerkstyp entsprechend der dena-Netzstudie I mit 1,8-3,8% angenommen [dena 2005]. Die Berechnung der gesicherten Leistung eines gegebenen Kraftwerksparks erfolgt über eine wahrscheinlichkeitstheoretische Betrachtung mittels rekursiver Faltung nach der in der dena-Netzstudie vorgestellten Methode [dena 2005]. Hierbei werden für die konventionellen Kraftwerke zwei Zustände betrachtet: Betrieb mit Nennleistung oder Ausfall. Unter der Annahme, dass Kraftwerksausfälle voneinander unabhängige Ereignisse sind, können die Dichteverteilungen der Verfügbarkeiten einzelner Kraftwerke zu einer Dichteverteilung des gesamten Kraftwerksparks gefaltet und so für ein definiertes Niveau der Versorgungssicherheit die gesicherte Leistung ermittelt werden. Das Niveau der Versorgungssicherheit wird analog zur dena-Netzstudie auf 99% festgelegt.

Die Bestimmung des anrechenbaren Leistungskredits der regelbaren Erzeuger erfordert einen neuen methodischen Ansatz, da aufgrund von Limitierungen des thermischen Speichers der BHKW sowie der Abhängigkeit des Wärmebedarfs von der Meteorologie diese Erzeuger nicht zu jedem Zeitpunkt mit Nennleistung einspeisen können. Ohne Erzeugungsmanagement wird die Erzeugungsleistung primär von der Wärmenachfrage bestimmt. Im Gegensatz dazu kann durch das Erzeugungsmanagement die Erzeugung zeitlich von der Wärmenachfrage entkoppelt und so entsprechend der Prognosen der Last und Meteorologie optimiert gesteuert werden. Ähnliche Zusammenhänge gelten auch für Biogasanlagen und einer möglichen Entkoppelung der Erzeugung von der Gasproduktion mittels Gasspeicher. Zur Bestimmung des anrechenbaren Leistungskredits dieser Erzeugungseinheiten wird die

tatsächliche Einspeiseleistung mit oder ohne optimierte Erzeugung während der 96 Stunden maximaler Last innerhalb des Betrachtungszeitraums (2006-2009) bestimmt. Die Dichteverteilung dieser Werte wird anschließend mit der Dichteverteilung des konventionellen Kraftwerksparks gefaltet und der Zugewinn an gesicherter Leistung bei gegebenem Niveau der Versorgungssicherheit bestimmt.

Bei den dargebotsabhängigen, erneuerbaren Erzeugern Wind und Fotovoltaik, in geringerer Ausprägung auch Wasserkraft, wird die Verfügbarkeit vor allem von den meteorologischen Bedingungen bestimmt. Vergleichbar mit der Methode für die regelbaren Erzeuger, wird aus der tatsächlichen Erzeugungsleistung die Dichteverteilung der Einspeisung bestimmt. Da hier im Gegensatz zu den regelbaren Erzeugern die Einspeisung nicht gezielt auf Zeiten hoher Last verlagert werden kann, geht die Dichteverteilung für den gesamten Betrachtungszeitraum (hier 4 Jahre) in die Berechnung der gesicherten Leistung ein. Mögliche zeitliche Korrelationen zwischen hoher Last und z. B. Windeinspeisung bleiben bei diesem Ansatz unberücksichtigt. Für die 2020 zu erwartende installierte Leistung an Pumpspeicherwerken, die zu 50% für Ausgleichsmaßnahmen zur Verfügung stehend angenommen wird, werden davon 90% als gesicherte Leistung angesetzt [dena 2010].

Tabelle 5-2 zeigt die Beiträge der einzelnen Erzeuger zur gesicherten Leistung sowie die Höchstlast während des Betrachtungszeitraums (basierend auf den Last- und Wetterjahren 2006-2009). Durch die Maßnahmen zum Lastmanagement kann die Höchstlast um ca. 1,5 GW reduziert werden. Des Weiteren kann durch den Einsatz von Erzeugungsmanagement der Beitrag der regelbaren Erzeuger zur gesicherten Leistung um 4,6 GW erhöht werden, allerdings erfordert die Flexibilisierung der BHKW auch eine um 5,5 GW höhere installierte Leistung. Der Bedarf an gesicherter Leistung, der durch den konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden muss, wird durch die Ausgleichsmaßnahmen um 6,1 GW von etwa 64 GW auf 58 GW reduziert. Dies entspricht einer installierten Kraftwerksleistung von 69 GW für das Szenario ohne Ausgleichsmaßnahmen bzw. 63 GW für das Szenario mit Ausgleichsmaßnahmen.

Vergleicht man den ermittelten Bedarf an gesicherter, konventioneller Kraftwerksleistung mit der während der 4 Jahre auftretenden maximalen Residuallast, die durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss, zeigen sich relativ geringe Unterschiede. Die maximale durch konventionelle Erzeugung zu deckende Residuallast beträgt 56,4 GW mit Ausgleichsoptionen und 63,4 GW ohne Ausgleichsoptionen. Damit liegt der stochastisch ermittelte Bedarf an gesicherter Leistung zwei bzw. ein GW höher, als der in den Simulationen zur Lastdeckung ermittelte. Diese geringen Unterschiede sind u. a. auf den relativ langen Betrachtungszeitraum und dadurch erfasste Extremsituationen zurückzuführen. Es bleibt anzumerken, dass die beiden Varianten "mit" und "ohne" Ausgleichsoptionen Extreme darstellen und die tatsächliche Situation zwischen diesen Extremen liegen wird.

Für eine Betrachtung des positiven Regelleistungsbedarfs, der im Zusammenhang mit der gesicherten Leistung berücksichtigt werden muss, ist zu beachten, dass sich dieser von dem benötigten positiven Regelleistungsbedarf zur Frequenzhaltung unterscheiden kann: Der positive Regelleistungsbedarf zur Frequenzhaltung wird bestimmt durch die installierten Leistungen der dargebotsabhängigen Erzeuger Windkraft und Fotovoltaik sowie von der Genauigkeit von deren Einspeiseprognosen. Als weiterer Parameter gehen Lastprognosefehler in die Berechnung des Regelleistungsbedarfs zur Frequenzhaltung ein.

Aufgrund der geringen Anteile gesicherter Leistung, die für die dargebotsabhängigen Erzeuger Windkraft und Fotovoltaik angerechnet werden (vgl. Tabelle 5-2), können auch maximal diese Anteile bei der Deckung der Jahreshöchstlast "fehlen" und müssen durch Regelleistung ersetzt werden. Somit ergibt sich der benötigte Regelleistungsbedarf, der für die Bestimmung des Bedarfs an konventionellen Kraftwerken berücksichtigt werden muss, aus der Summe der angerechneten, gesicherten Leistung von Windkraft und Fotovoltaik sowie den Lastprognoseabweichungen. Der Regelleistungsbedarf wurde bei der Berechnung des Bedarfs an gesicherter Leistung nicht gesondert ausgewiesen. Hierfür werden 50% der verfügbaren Pumpspeicherleistung (5,4 GW) sowie Lastabwurfpotenziale im Bereich der Industrie reserviert.

Tabelle 5-2: Bilanzierung der Beiträge zur gesicherten Leistung zur Deckung der Jahreshöchstlast für das Basisszenario 2010 A im Jahr 2020 in GW

| Basisszenario 2010 A Jahr 2020 | mit Ausgleich | ohne Ausgleich |
|-------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Jahreshöchstlast (Basislast + zusätzliche Verbraucher) | 82,2 | 83,8 |
| Beitrag zur gesicherten Leistung durch geregelte / unregelte Erzeuger: | | |
| Must-run-KWK | 2,2 | 2,2 |
| Biomasse Vor-Ort-Verstromung | 1,2 | 1,2 |
| Biomethan | 3,8 | 2,0 |
| Industrielle Erdgas-BHKW | 2,5 | 1,6 |
| Nahwärme und Objektversorgung Erdgas-BHKW | 2,4 | 1,2 |
| Holz-Kondensations-Kraftwerke | 1,0 | 1,0 |
| | | |
| Pumpspeicherwerke | 4,8 | 4,8 |
| Beitrag zur gesicherten Leistung durch erneuerbare Energien: | | |
| Geothermie | 0,1 | 0,1 |
| Wasserkraft | 2,4 | 2,4 |
| Windkraft (gesamt) | 2,6 | 2,6 |
| Fotovoltaik | 0,3 | 0,3 |
| | | |
| Bedarf an gesicherter konventioneller Kraftwerksleistung | 58,3 | 64,4 |
| Bedarf an installierter konventioneller Kraftwerksleistung* | 62,9 | 69,1 |

*) Für die Berechnung der gesicherten Leistung des Kraftwerksparks wurde dessen Zusammensetzung entsprechend dem Mengengerüst des Basisszenarios 2010 A zugrunde gelegt. Als zusätzliche Backup-Kraftwerke wurden Gasturbinen mit einer mittleren Größe von 150 MW angenommen.

5.3 Simulation der erneuerbaren Stromerzeugung 2050 mit REMix im europäischen Kontext

5.3.1 Basisszenario A

Die Versorgungssicherheit bei der Umsetzung des Mengengerüsts der installierten Leistungen in Deutschland im Jahr 2050 wird mit den Modellen REMix und SimEE geprüft. Damit für die als Verbundsystem untersuchten Länder Europas und Nordafrikas möglichst ähnliche Annahmen gelten wie für Deutschland, werden vergleichbare Mengengerüste für die installierten Leistungen erneuerbarer Stromerzeuger in den einzelnen Ländern zugrunde gelegt. Diese werden aus den Studien MED-CSP und TRANS-CSP ([BMU 2005b], [BMU 2006]) entnommen, in denen ein zu ca. 80% auf erneuerbaren Energien basierendes Energieversorgungssystem für Europa, den nahen Osten und Nordafrika entworfen wurde. In den beiden genannten Studien wurde ein besonderer Schwerpunkt auf den Import von Strom aus regelbaren solarthermischen Kraftwerken in Wüstengebieten nach Europa gelegt. Da der EE-Anteil an der Stromerzeugung im Basisszenario höher liegt als in den zugrunde gelegten Studien für Europa und Nord-Afrika, wird das Mengengerüst aus den beiden Studien als Untergrenze der installierten Leistungen für die EE-Stromerzeugung verwendet. Welche Kapazitäten zusätzlich zugebaut werden ist Ergebnis der kostenminimierenden Modellierung in REMix. Dabei werden die Anteile von fossiler Erzeugung und Importen an der Stromversorgung jeder Region und die Menge an EE-Überschüssen für die Wasserstoffherzeugung analog zu den Annahmen für Deutschland festgelegt.

Um die Laufzeiten des Modells so zu verkürzen, dass die Rechnungen im Bearbeitungszeitraum durchgeführt werden konnten, wurden die ursprünglich 36 Modellregionen wie folgt zu 10 Regionen zusammengefasst (Abbildung 5.11):

| | | |
|----|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | | Deutschland |
| 2 | Nordeuropa | Dänemark, Finnland, Norwegen, Schweden |
| 3 | Nordwesteuropa | Belgien, Irland, Luxemburg, Niederlande, Großbritannien |
| 4 | Südwesteuropa | Frankreich, Portugal, Spanien |
| 5 | Nordwestafrika | Algerien, Marokko, Tunesien |
| 6 | Südeuropa | Italien, Liechtenstein, Malta, Schweiz |
| 7 | Nordostafrika | Libyen, Ägypten |
| 8 | Südosteuropa | Zypern, Griechenland, Türkei |
| 9 | Mittelosteuropa | Albanien, Bosnien, Serbien, Mazedonien, Österreich, Bulgarien, Kroatien, Ungarn, Slowak. Republik, Rumänien, Slowenien |
| 10 | Nordosteuropa | Moldawien, Tech. Republik, Estland, Litauen, Lettland, Polen, Ukraine, Weißrussland |



Abbildung 5.11: Aggregierte Regionen im Modell REMix

Tabelle 5-3: Strommengen und Erzeugungs-/Speicherleistung in einem europäisch-nordafrikanischen Verbund im Basisszenario 2010 A, Szenariojahr 2050

| | Strommengen in TWh | Installierte Leistung in GW |
|---------------------------------------------------------|-------------------------------|----------------------------------------|
| Wind onshore | 847 | 358 |
| Wind offshore | 2059 | 509 |
| Fotovoltaik | 712 | 455 |
| Geothermie (inkl. KWK) | 315 | 38 |
| Wasserkraft | 729 | 249 |
| Biomasse Dampfturbine | 24,6 | 108 |
| Biomasse KWK | 426 | 49 |
| CSP | 812 | 178 |
| Fossile Kraftwerke | 665 | 193 |
| Stromerzeugung / installierte Erzeugungsleistung | 6589 | 2139 |
| Jährlicher Strombedarf | 5447 | |
| Speicherkapazität / Speicherleistung | 0,035 | 0,3 |
| Überschüsse | 0 | |
| Import | 1885 | |
| Export | 1971 | |
| Wasserstoffherzeugung / Elektrolyseleistung | 1089 | 760 |
| Wärmeabgabe von KWK-Anlagen | 1323 | |

Bei der Bewertung der Ergebnisse ist wegen der Zusammenfassung einzelner Länder zu Regionen zu berücksichtigen, dass die Leistungen der Stromübertragungsleitungen wie auch die Leistungen der Stromerzeugungs- und Stromspeicherkapazitäten kumulierte Werte darstellen, sich auf mehrere Länder und Regionen verteilen. Die Stromübertragungsleistungen können also auch dem Weitertransport in andere Regionen dienen und sind nicht notwendigerweise nur dem Austausch zwischen zwei Region zuzurechnen, welche sie verbinden.

Tabelle 5-3 zeigt die erzeugten Strommengen, die Speicherkapazität und die Erzeugungsleistung in der gesamten untersuchten Region. In Abbildung 5.12 ist die Struktur der Erzeugung in jeder Region dargestellt. Die Höhe der Balken ist proportional zur Menge des erzeugten Stromes.

Mit dem dargestellten Energiemix lässt sich der Strombedarf jederzeit decken. Bei der angesetzten Mengenvorgabe für die Erzeugung von Wasserstoff, der in den Verkehrssektor fließt, werden ungenutzte Überschüsse vollständig vermieden. Andere Ausgleichsoptionen werden nur in sehr geringem Umfang genutzt. So wird z. B. der Einsatz zusätzlicher Speicher nur in Region 3 (Nordwesteuropa) vorgesehen. Die Wasserstoffherzeugung leistet den erforderlichen Lastausgleich, muss dafür aber nicht die effizienteste Lösung sein. Um der Wasserstoffherzeugung andere Optionen wie Speicher, Lastmanagement und großräumigen Ausgleich von Last- und Erzeugungsschwankungen gegenüberzustellen, soll im weiteren Projektverlauf die Mengenvorgabe durch eine kostenbasierte Dimensionierung der einzelnen Bestandteile ersetzt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch weiterhin der Energiebedarf des Verkehrssektors zu decken ist. Ebenfalls sollen im weiteren Verlauf Begrenzungen des Netzausbaus und ihre Wirkung auf den Speicherbedarf untersucht werden.

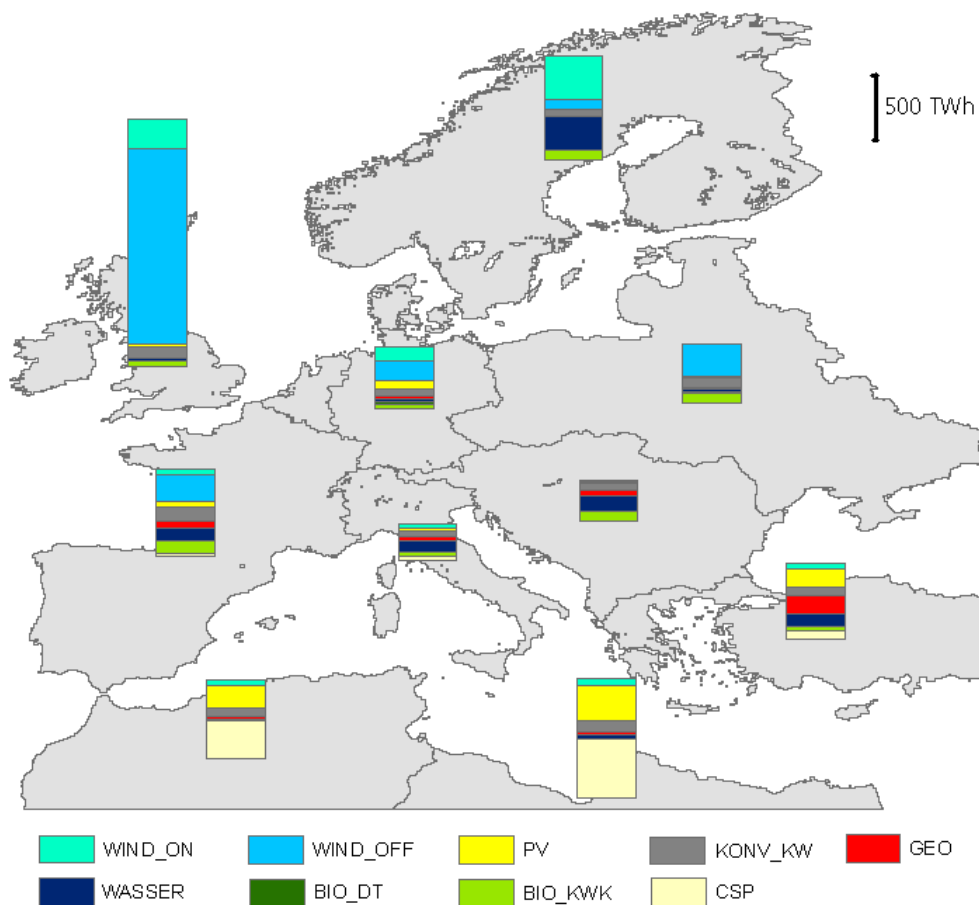


Abbildung 5.12: Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in Europa und Nordafrika im Jahr 2050 bei einer Versorgung in D gemäß Basisszenario 2010 A

Die Tabelle 5-4 zeigt die unter Annahme eines unbegrenzt möglichen Netzausbaus berechneten Stromübertragungsleistungen zwischen den 10 Modellregionen. Mit 1971 TWh wird ein Anteil von 36 % der gesamten Stromerzeugung in der EUNA-Region für den interregionalen Transport erzeugt. Die Regionen Nordwesteuropa, Nordeuropa und Nordostafrika sind Nettoexporteure von Strom. Nordwesteuropa exportiert knapp 980 TWh. Die größte Übertragungsleistung von knapp 79 GW verbindet die Regionen Nord- und Südwesteuropa, die zweitgrößte Übertragungsleistung von ca. 71 GW verbindet Deutschland mit Nordwesteuropa. Die Übertragungsleistungen verteilen sich auf mehrere Länder und Leitungen und werden auch für den Weitertransport dimensioniert – es können also Teile von Übertragungskapazitäten der Versorgung in entfernten Regionen dienen. Die Leitungen werden mit mittleren 5870 Vollaststunden sehr gut ausgelastet, was vermutlich auch dadurch bedingt ist, dass der Ausgleich von Last- und Erzeugungsschwankungen bei Überschüssen zu einem großen Teil durch die Wasserstoffherzeugung und bei Unterdeckung der Last durch EE-Einspeisung zu einem großen Teil durch fossile Kraftwerke erfolgt.

Es wurde im hier dargestellten Fall in REMix nur die Bedingung einer jederzeit gedeckten Last, nicht aber eine Randbedingung für Reserveleistung berücksichtigt. Die Import- und Exportzeitreihen für Deutschland sowie der Einsatz der regelbaren Kraftwerke, wie im Modell

REMIX ermittelt, wurden an das Modell SimEE für die Untersuchung des Einflusses weiterer nationaler Lastausgleichsmaßnahmen übergeben.

Tabelle 5-4: Stromübertragungsleistungen zwischen den 10 Regionen in EUNA in GW im Basisszenario 2010 A, Szenariojahr 2050

| | | DE | Nord-europa | Nord-west-europa | Süd-west-europa | Nord-west-afrika | Süd-europa | Nord-ost-afrika | Süd-ost-europa | Mittel-ost-europa | Nord-ost-europa |
|-----------------|----|-----|-------------|------------------|-----------------|------------------|------------|-----------------|----------------|-------------------|-----------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Deutschland | 1 | 0 | 0 | 71 | 0 | 0 | 19 | 0 | 0 | 17 | 3,6 |
| Nordeuropa | 2 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37 |
| Nordwesteuropa | 3 | 71 | 17 | 0 | 79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Südwesteuropa | 4 | 0 | 0 | 79 | 0 | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Nordwestafrika | 5 | 0 | 0 | 0 | 27 | 0 | 0 | 3,9 | 0 | 0 | 0 |
| Südeuropa | 6 | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3,8 | 0 | 0 | 0 |
| Nordostafrika | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3,9 | 3,8 | 0 | 14 | 9,0 | 0 |
| Südosteuropa | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 0 | 5,4 | 8,4 |
| Mittelosteuropa | 9 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9,0 | 5,4 | 0 | 1,7 |
| Nordosteuropa | 10 | 3,6 | 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8,4 | 1,7 | 0 |

5.3.2 100%ige Stromerzeugung aus EE (Szenario B 100%-S/H2)

Der EE-Anteil für die Stromerzeugung wurde im Szenario B 100%-S/H2 für alle Länder in Europa und Nordafrika auf 100 % gesetzt. Um den Strombedarf vollständig mit EE zu decken, wird entsprechend den Annahmen für Deutschland zur Ergänzung der regelbaren EE-Stromerzeugung Wasserstoff oder Methan als chemischer Energiespeicher vorgesehen. Wenn die Last durch die Stromerzeugung aus EE übertroffen wird, kann Wasserstoff oder im weiteren Schritt Methan erzeugt werden. In Zeiten, in denen die Last durch die direkte erneuerbare Stromerzeugung nicht gedeckt ist, kann der chemische Energieträger wieder verstromt werden. Diese Stromerzeugung kann mit Wärmeerzeugung gekoppelt sein. Da KWK-Anlagen für die Rückverstromung von Wasserstoff in REMIX nicht, in SimEE hingegen detailliert abgebildet sind, wird eine Zeitreihe der Stromerzeugung in nicht regelbaren KWK-Anlagen zusammen mit der Zeitreihe der Stromerzeugung in nicht regelbaren EE-Kraftwerken in Deutschland in SimEE simuliert und an REMIX übergeben. In REMIX wird diese Zeitreihe von der Last in Deutschland abgezogen und nur die Restlast mit den verbleibenden Stromerzeugungstechniken und durch Import aus dem oder Export in das Verbundsystem gelättet.

Das Verhältnis der Wasserstoffherzeugung zum jährlichen Strombedarf beträgt im Szenario B-100%-S/H2 in Deutschland ca. 63%. Die angenommene Menge Wasserstoff, die in den Verkehrssektor fließt, bleibt in Deutschland mit 100 TWh gleich wie im Basisszenario A. Die Wasserstoffherzeugung wird für den Rest Europas analog zu Deutschland festgesetzt. Ebenso wird der Nettoimport analog zum Import in Deutschland auf maximal 40% des Strombedarfs beschränkt. Die Ergebnisse aus dem REMIX-Lauf nach der zweiten Iteration mit SimEE sind in Tabelle 5-5 zusammengefasst.

Tabelle 5-5: Strommengen in TWh und Erzeugungsleistung in GW in einem europäisch-nordafrikanischen Verbund im Szenario B-100 %-S/H2 für das Jahr 2050

| | Strommengen in TWh | Installierte Leistung in GW |
|----------------------------------------------------------|-------------------------------|----------------------------------------|
| Wind onshore | 922 | 397 |
| Wind offshore | 3370 | 790 |
| Fotovoltaik | 1504 | 902 |
| Geothermie (inkl. KWK) | 330 | 40 |
| Wasserkraft | 729 | 249 |
| Biomasse Dampfturbine | 23,6 | 102 |
| Biomasse KWK | 421 | 59 |
| CSP | 788 | 172 |
| Konventionelle Kraftwerke (mit H ₂ betrieben) | 923 | 149 |
| Stromerzeugung / installierte Erzeugungsleistung | 9012 | 2860 |
| Jährlicher Strombedarf | 5471 | |
| Speicherkapazität / Speicherleistung | 0 | 0 |
| Überschüsse | 0 | |
| Import | 3242 | |
| Export | 3382 | |
| Strom für Wasserstoffherz. / Elektrolyseleistung | 3439 | 1470 |
| Wärmeabgabe von KWK-Anlagen | 1326 | |

Da in jeder Region ein Teil des erzeugten Stroms für die Wasserstoffherzeugung und -rückverstromung hergestellt wird, muss insgesamt mehr Strom erzeugt werden als im Basisszenario A: gut 9000 TWh anstelle von knapp 6600 TWh.

Der zusätzliche Strom wird größtenteils durch zusätzliche Offshore Windenergieanlagen im Norden Europas bereitgestellt. Deren Stromproduktion ist mit 3370 TWh mehr als 1300 TWh höher als im Basisszenario 2010 A. Einen ebenfalls starken Zuwachs erfährt die Fotovoltaik: mit gut 1500 TWh werden beinahe 800 TWh mehr erzeugt als im Basisszenario 2010 A. Auch die konventionellen Kraftwerke, welche nun mit Wasserstoff betrieben werden, erzeugen mit 923 TWh mehr Strom als im Basisszenario 2010 A, in dem nur 665 TWh konventionell erzeugt werden. Der Einsatz aller anderen Techniken erfolgt entweder in gleichem Umfang wie im Basisszenario 2010 A oder nur leicht erhöht.

Die Regionen Nordwesteuropa, Nordeuropa und Nordostafrika sind in diesem Szenario Nettoexporteure von Strom. Insgesamt werden ca. 3380 TWh Strom für den Export produziert. Nordwesteuropa exportiert mit gut 1900 TWh die größte Strommenge. Die vorgegebene Wasserstoffherzeugung und -rückverstromung begünstigt die Windenergie, da sie deren starke Fluktuationen und nicht vorhandene Regelbarkeit kompensiert. Weitere Speicher werden dazu nicht benötigt. In einem Szenario mit miteinander konkurrierenden Ausgleichsoptionen enthielte der Energiemix höhere Anteile der regelbaren Stromerzeugung wie z. B. solarthermische Kraftwerke und höhere Anteile anderer Speicheroptionen als Wasserstoff.

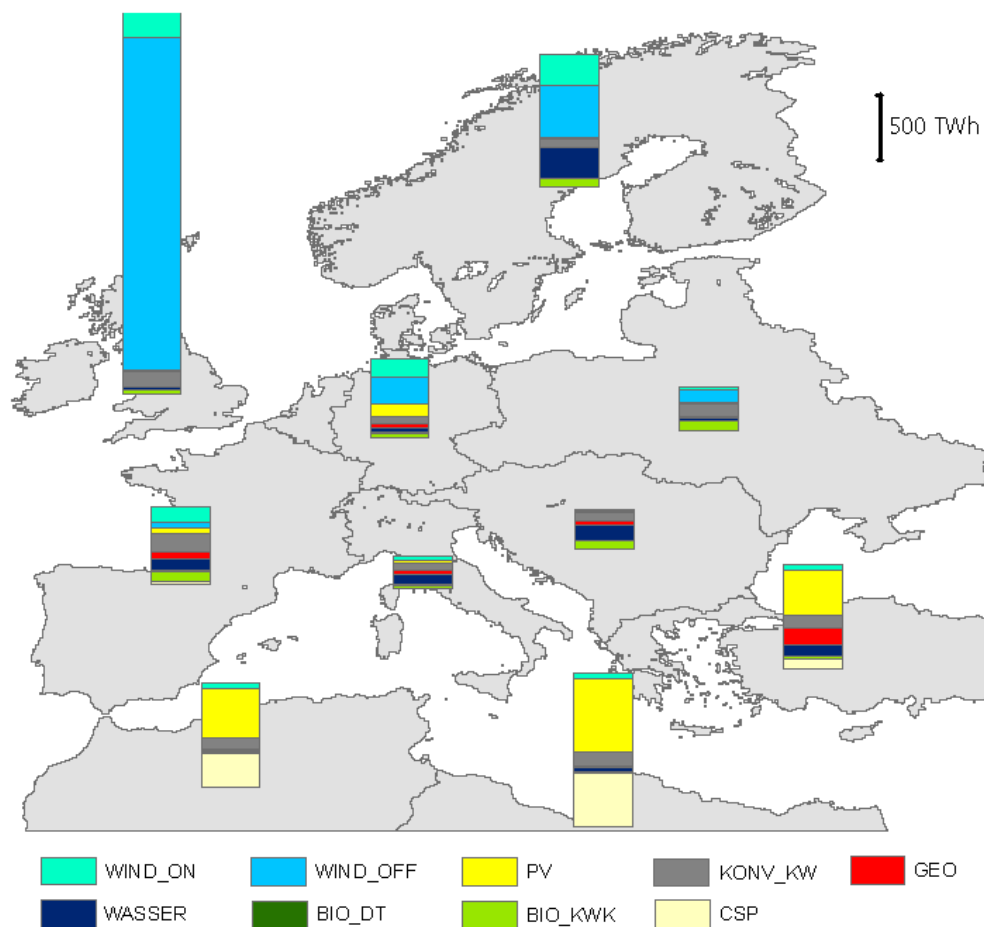


Abbildung 5.13: Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in den Regionen Europas und Nordafrikas im Szenario B-100 %-S/H2 für das Jahr 2050

Die berechneten Stromübertragungsleistungen liegen – ohne Vorgabe einer Begrenzung – größtenteils deutlich höher als im Basisszenario 2010 A. Deutschland ist mit knapp 146 GW Übertragungskapazität an Nordwesteuropa angebunden. Dabei handelt es sich um die größte Übertragungskapazität zwischen den untersuchten Regionen. Von Deutschland führen Verbindungen nach Nordosteuropa (23 GW), Mitteleuropa (33,5 GW) und Südeuropa (40 GW). Die zweitgrößte Übertragungskapazität von 120 GW verbindet Nord- und Südwesteuropa. Übertragungskapazitäten in dieser Größenordnung bis zum Jahr 2050 aufzubauen wäre eine erhebliche politische und technische Herausforderung. Im Rahmen der weiteren Arbeiten werden deshalb auch Szenarien untersucht, die an dieser Stelle ein begrenztes Netzausbauszenario vorgeben.

Die Übertragungsleitungen sind mit im Durchschnitt 6360 Volllaststunden in diesem Szenario sehr gut ausgelastet. Diese trotz hoher und fluktuierender Windenergieeinspeisung sehr hohe Auslastung deutet darauf hin, dass die Leitungen weniger zum Ausgleich von Schwankungen und mehr für den Export großer Mengen kostengünstiger Windenergie verwendet werden. Auch dieser Effekt ist wie das Fehlen weiterer Speichertechniken in der getroffenen Annahme fester Strommengen für die Wasserstoffherzeugung und für die Rückverstromung aus Wasserstoff begründet. Die Last- und Erzeugungsschwankungen im Versorgungssystem werden darüber weitgehend geglättet, so dass die restlichen Systembestandteile besser

ausgelastet werden können oder keinen Beitrag zum Lastausgleich leisten müssen, was sich über die Minimierung der Kosten auf die Systemauslegung auswirkt.

Tabelle 5-6: Stromübertragungsleistungen zwischen den 10 Regionen in EUNA in GW im Szenario B-100-S/H2 im Jahr 2050

| | | DE | Nord-europa | Nord-west-europa | Süd-west-europa | Nord-west-afrika | Süd-europa | Nord-ost-afrika | Süd-ost-europa | Mittel-ost-europa | Nord-ost-europa |
|-----------------|----|-----|-------------|------------------|-----------------|------------------|------------|-----------------|----------------|-------------------|-----------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| DE | 1 | 0 | 0 | 146 | 0 | 0 | 40 | 0 | 0 | 33 | 23 |
| Nordeuropa | 2 | 0 | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 |
| Nordwesteuropa | 3 | 146 | 10 | 0 | 120 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Südwesteuropa | 4 | 0 | 0 | 120 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Nordwestafrika | 5 | 0 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 |
| Südeuropa | 6 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Nordostafrika | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5,6 | 0 | 0 | 14 | 5,5 | 0 |
| Südosteuropa | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 0 | 8,1 | 1,1 |
| Mittelosteuropa | 9 | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5,5 | 8,1 | 0 | 0 |
| Nordosteuropa | 10 | 23 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1 | 0 | 0 |

Die Wasserstoffmenge wurde im Mengengerüst teilweise als Platzhalter für weitere chemische Speichertechniken eingesetzt, wie z. B. der Methanisierung für das Szenario B 100%-S-CH₄, welches im weiteren Projektverlauf abgebildet und untersucht wird. Teilweise übernimmt Wasserstoff bzw. Methan aber auch Funktionen in der Wärmeversorgung und im Verkehrssektor, die in REMix so noch nicht abgebildet sind. Damit der Bedarf in diesen Sektoren gedeckt bleibt, wurden die Wasserstoffmengen in den erfolgten Berechnungen bislang vorgegeben.

5.4 Detaillierte Untersuchung der Lastdeckung in Deutschland 2050 mit SimEE

5.4.1 Basisszenario 2010 A

Im Folgenden sind die Ergebnisse der dynamischen Modellierung und Bewertung des Basis-szenarios 2010 A für das Simulationsjahr 2050 mit ca. 85% EE-Anteil im Stromsektor dargestellt. Die Untersuchungen basieren auf dem Wetterjahr 2006.

Bewertung der nationalen EE-Einspeisung – hohe Gradienten durch PV

Beispielhaft stellen die in Abbildung 5.14 ausgewählten Wochen die Charakteristik der fluktuierenden Einspeisung im Jahr 2010 dar. Die Windeinspeisung weist die stärksten Unregelmäßigkeiten auf, sowohl im kurzzeitigen als auch im langzeitigen Horizont. Eine Tendenz zu mehr Wind im Herbst und Winter ist vorhanden, was generell gut zum Jahresverlauf der Stromnachfrage passt. Die PV-Einspeisung passt hingegen gut zum Tagesgang der Last. Durch die hohe Einspeisung im Sommerhalbjahr ergeben sich gute Synergien in der Lastdeckung. Dennoch kommt es an Tagen hoher gleichzeitiger Wind- und Solarenergie zu Situati-

onen, in denen die EE-Einspeisung die Last deutlich übersteigt. Die Wasserkraft speist stetig ein – vermehrt im Frühjahr und Sommer. Auch die Geothermie hat durch die Nutzung von Wärme im Winter bei konstantem geothermischen Massenstrom einen Strom-Erzeugungsschwerpunkt im Sommerhalbjahr. Biomasseanlagen können dagegen ihre Brennstoffzufuhr anpassen und speisen aufgrund der Anpassung an den Wärmebedarf vermehrt im Winterhalbjahr ein. Sie bieten so einen saisonalen Ausgleich zur Geothermie.

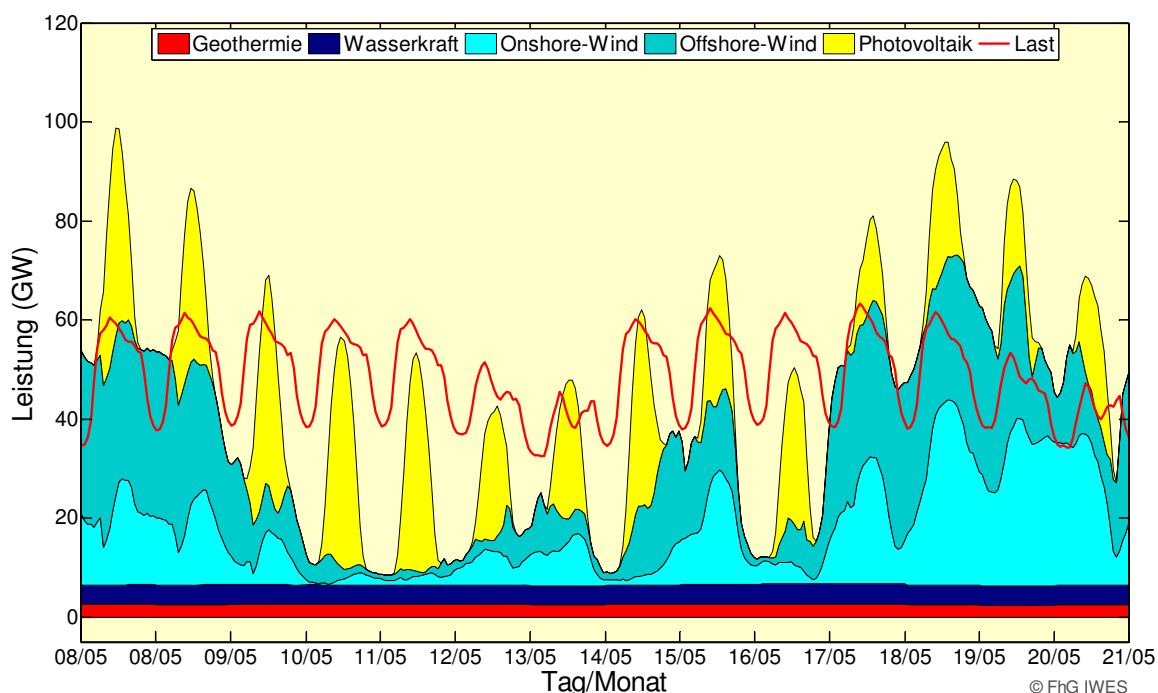


Abbildung 5.14: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

Bewertung der nationalen Ausgleichsoptionen – deutliche Glättungen möglich

Die Wirkung der nationalen Ausgleichsoptionen wird in der Abbildung 5.15 für das Lastmanagement und in Abbildung 5.16 für das Erzeugungsmanagement deutlich. Durch den regelbaren Verbrauch kann gezielt überschüssiger EE-Strom genutzt und können zusätzliche Leistungsspitzen vermieden werden. Auch bei der Umwandlung von Überschussstrom in Wasserstoff zeigt das Lastmanagement einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen. Dadurch kann die notwendige installierte Leistung der Elektrolyse reduziert, ihre Auslastung erhöht und damit die Systemkosten vermindert werden. Die Einspeisung von Fotovoltaik korreliert im Tagesmittel prinzipiell gut mit dem Verbrauch für Klimatisierung, muss jedoch über den Tagesverlauf (PV-Erzeugungsspitze am Mittag und Klimatisierungsverbrauchsspitze am Nachmittag) durch das Vorkühlen der Gebäudemasse/Kältespeicher übereingebracht werden.

Durch regelbare BHKW können Lastspitzen verringert werden. Grundsätzlich ist es energie-wirtschaftlich nicht sinnvoll, in Zeiten eines Überangebots an nicht regelbaren EE zusätzlichen Strom aus KWK-Anlagen zu erzeugen (vgl. Kap. 5.4.3). Der Wärmespeicher am BHKW kann dennoch zur Deckung des Wärmebedarfs genutzt werden, indem z. B. in windschwachen Zeiten mehr KWK-Strom erzeugt und der Wärmespeicher geladen wird. Während

windstarken Zeiten kann dann die KWK-Wärme aus dem Speicher entnommen werden, ohne zusätzliche Stromüberschüsse zu generieren. Die für das Szenariojahr 2050 angenommene Speicherkapazität der Wärmespeicher der KWK-Anlagen ist jedoch nicht ausreichend, um den Wärmebedarf, für den die Einzel-KWK-Anlagen konzipiert sind, vollständig zu decken. Die Vermeidung zusätzlicher Stromüberschüsse führt folglich zu einer deutlich geringeren Auslastung der KWK-Anlagen.

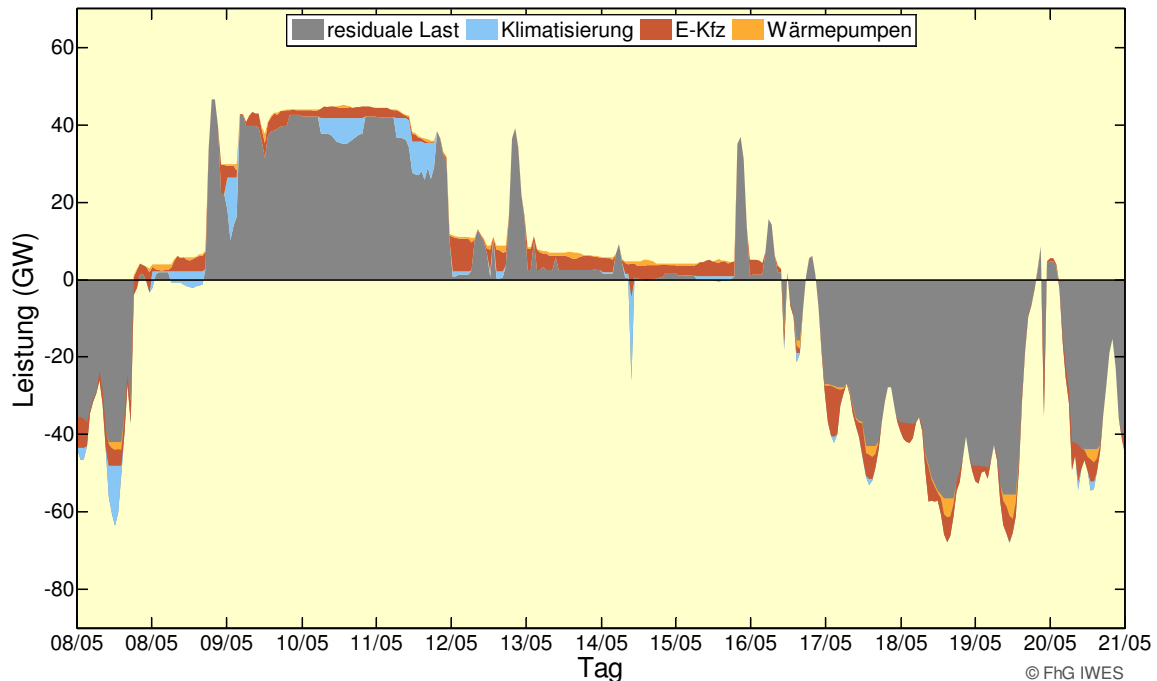


Abbildung 5.15: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export

Bewertung der europäischen Integration und des Gesamtsystems

Der Jahresverlauf des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems ist im separaten Datenanhang in Abbildung 3-13 dargestellt. Wie auch in Abbildung 5.17 deutlich wird, wird das Gesamtsystem durch den meteorologisch bedingten Überschussstrom dominiert, mit dem die vorgegebenen Mengen Wasserstoff für die Nutzung im Verkehrsbereich erzeugt werden. Importierter EE-Strom dient einerseits zur Kompensation fehlender nationaler Erzeugung. Andererseits fallen in der Simulation auf Basis eines gut ausgebauten europaweiten Netzes ohne Kapazitätsbegrenzungen in Zeiten hoher nationaler Erzeugung aus Wind- und Solar-energie zusätzlich in Europa hohe Mengen an EE-Strom an, die für die nationale Wasserstoffherstellung importiert werden. Die Integration Deutschlands in den europäischen Netzverbund wird in Zeiten geringer nationaler EE-Erzeugung deutlich, in denen es notwendig sein kann, dennoch Strom zu exportieren. Dies führt zwar zu einer erhöhten Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken, ist jedoch im Sinne des Optimums eines gesamteuropäischen Strommarktes notwendig, um im Ausland teurere Backup-Kapazitäten zu reduzieren.

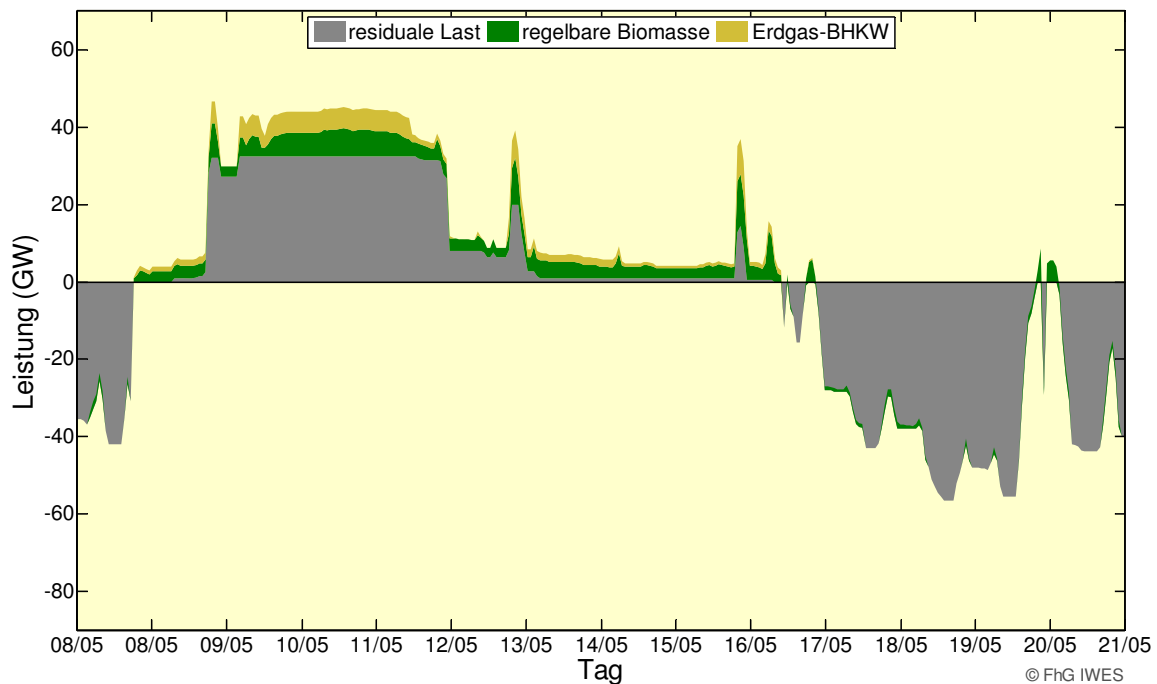


Abbildung 5.16: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export und Lastmanagement

Die konventionellen Kondensations-Kraftwerke dienen zum saisonalen Ausgleich in Phasen geringer Lastdeckung durch Wind- und Solarenergie. Diese Backup-Kraftwerke erzielen – wie in Kap. 5.2 diskutiert – nur noch geringe Ausnutzungsdauern und erreichen durch den reinen Arbeitspreis absehbar keine Wirtschaftlichkeit. Daher ist eine zusätzliche Vergütung für diese „Backup“-Funktion notwendig – d. h. ein Kapazitätsmarkt mit Leistungspreisvergütung – ähnlich dem heutigen Regelenergiemarkt mit an EE-Einspeisung angepassten Rahmenbedingungen. Die genaue Gestaltung eines Kapazitätsmarktes bzw. der Vergütung von Backup-Kraftwerken ist noch offen und weiter zu untersuchen.

Ebenso ist zu untersuchen, wie Strommärkte im Übergang zur regenerativ dominierten Stromversorgung bei EE-Anteilen von 85% und mehr gestaltet werden können. Aus diesem Grund werden in dieser Studie reine volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtungen durchgeführt.

Die im Mengengerüst vorgegebene Wasserstoffherzeugung aus Überschussstrom kann nicht ganz erreicht werden. Dies ist auf die gegenüber den Annahmen des Basisszenario-Mengengerüsts verminderte Einspeisung aus KWK-Anlagen zurückzuführen. Im weiteren Verlauf der Studie werden diese Vorgaben angepasst.

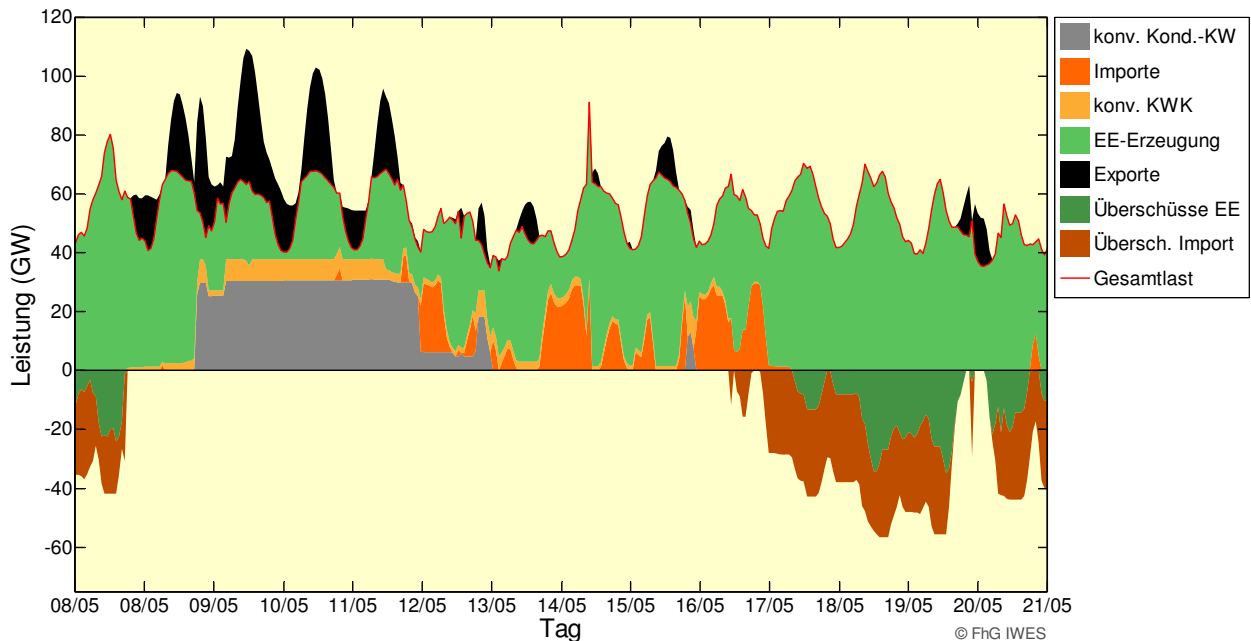


Abbildung 5.17: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Basisszenario 2010 A)

Zusammenfassung Jahr 2050 – Basisszenario 2010 A

Durch die dynamische Simulation konnte dargestellt werden, dass eine Energieversorgung, wie sie im Mengengerüst des Basisszenarios 2010 A vorgeschlagen wird, umsetzbar ist. Die Versorgung mit Elektrizität kann zu jeder Stunde gewährleistet werden. Weiterer Untersuchungsbedarf besteht in der Bewertung des Einsatzes von KWK und in der Höhe des Bedarfs an Überschussstrom zur Erzeugung von Wasserstoff für den Verkehrssektor.

5.4.2 100%ige Stromversorgung mit Erneuerbaren – Szenario B-100%-S/H2

Das Szenario B-100%-S/H2 ist dadurch charakterisiert, dass sich durch die Vollversorgung mit EE im Strombereich auch die Notwendigkeit zum saisonalen Ausgleich mittels Speichern ergibt. Das Szenario ist im Vergleich zum Basisszenario durch einen höheren Anteil von Überschussstrom gekennzeichnet, der in einen chemischen Energieträger umgewandelt wird, um für eine Rückverstromung in KWK-Anlagen (vorher Erdgas-BHKW und Fernwärme-HKW) und Kondensations-Kraftwerken zur Verfügung zu stehen. Wie in Abbildung 5.18 dargestellt, zeichnet sich die nationale Erzeugung auch durch einen höheren Anteil fluktuierender Wind- und Solarenergie aus.

Bewertung der nationalen Ausgleichsoptionen

Des Weiteren zeigen sich die Ausgleichseffekte eines höheren Anteils von Elektrofahrzeugen (E-KFZ) im Szenario B durch das Lastmanagement (Abbildung 5.19). Dabei ist darauf hinzuweisen, dass sich ebenso wie im Verkehrsbereich auch durch Wärmepumpen im Wärmebereich höhere Effizienzen durch die Nutzung von EE ergeben – besonders in Kombination mit Wärmespeichern und Lastmanagement. E-KFZ und Wärmepumpen sind aus System-sicht grundsätzlich gleichwertig zu behandeln. Entsprechend kann die Gesamteffizienz des Systems durch einen starken Ausbau der Wärmepumpen bis zum Jahr 2050 noch gesteigert

werden. Der Ausgleich durch regelbare KWK entspricht in seinen Potenzialen dem Basis-szenario (Abbildung 5.20).

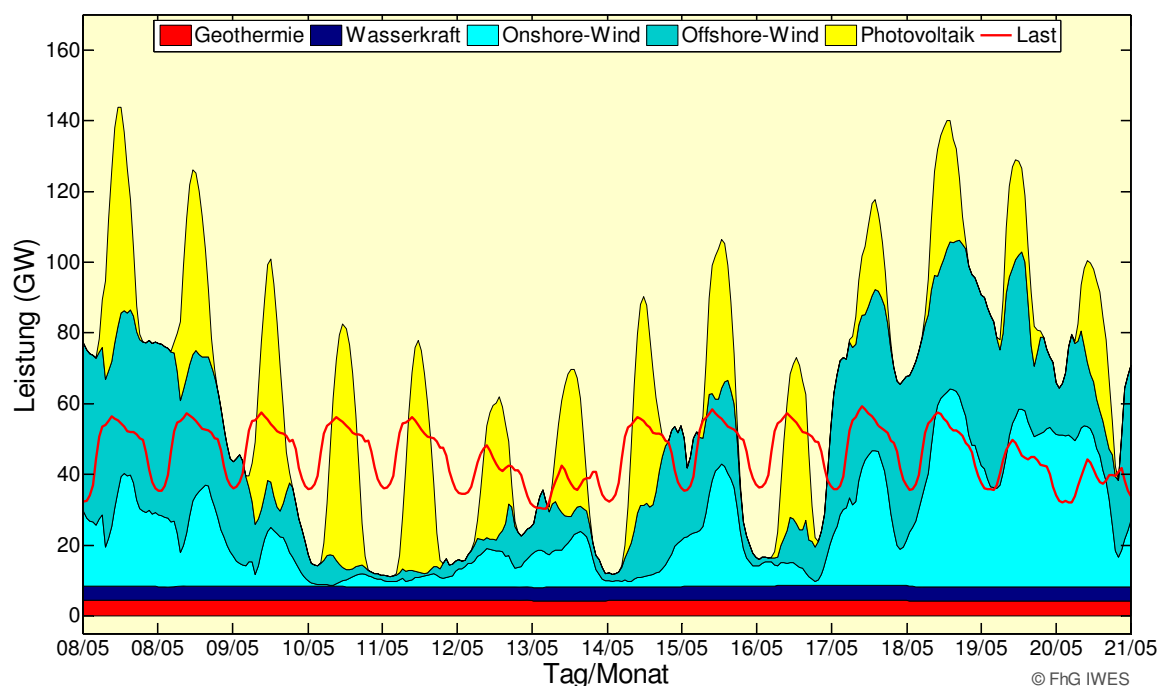


Abbildung 5.18: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)

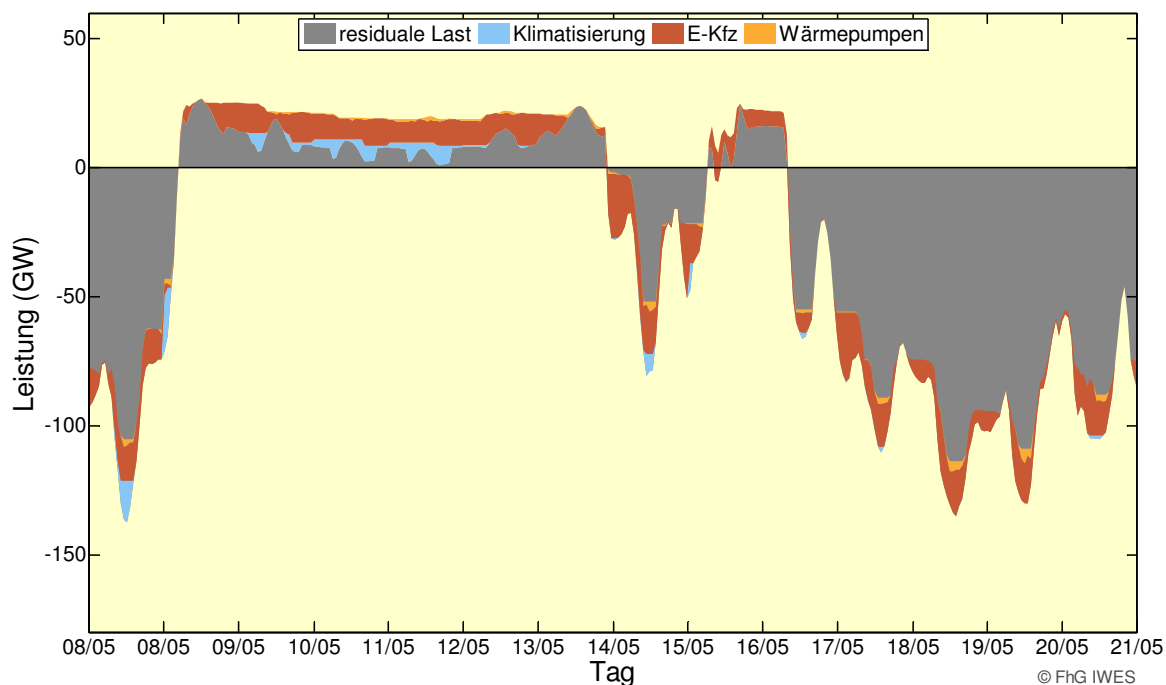


Abbildung 5.19: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Lastmanagements zusätzlicher Verbraucher für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export

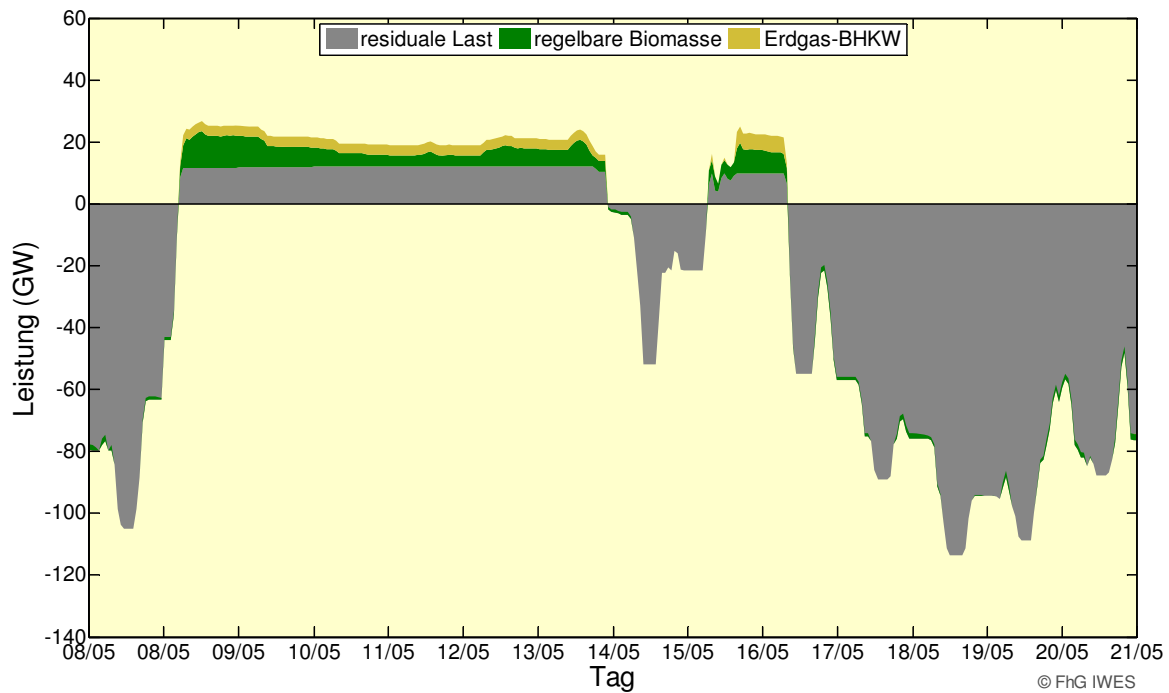


Abbildung 5.20: Ausgewählter 2-Wochenverlauf des Erzeugungsmanagements regelbarer BHKW für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2). Residuale Last nach nationaler EE-Einspeisung und EE-Import/Export

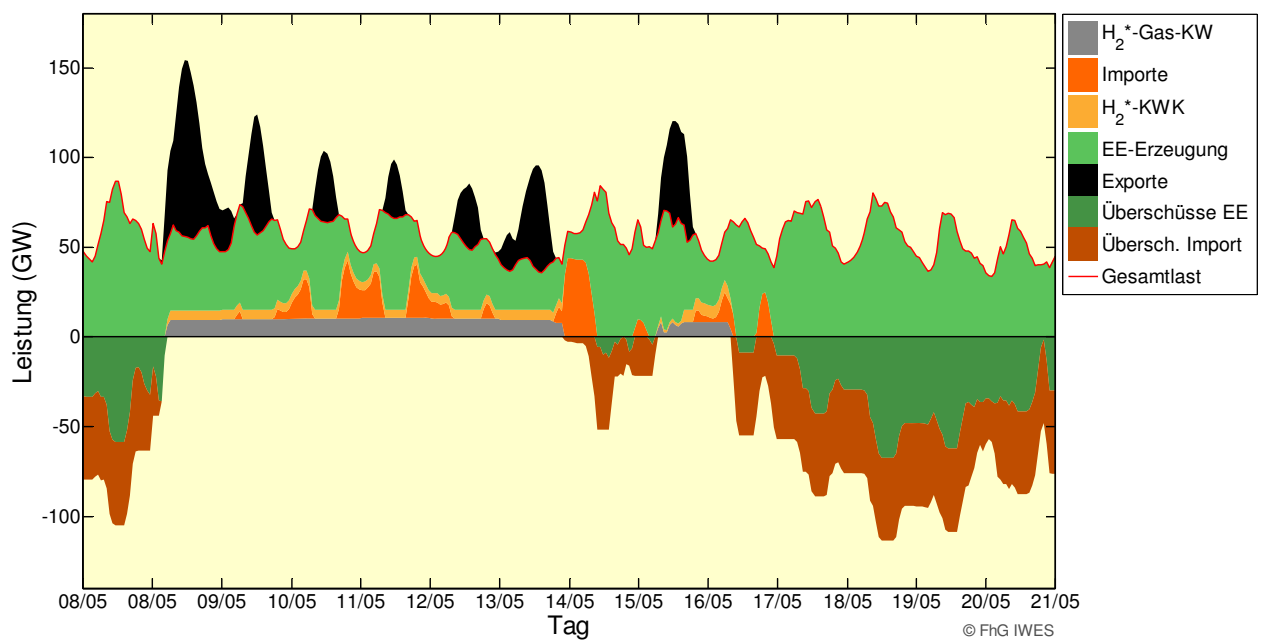


Abbildung 5.21: Ausgewählter 2-Wochenverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)*

* Eine alternative Nutzung von infrastrukturkompatiblem Methan (CH_4) ist möglich, bedarf aber höherer Überschussmengen

Bewertung der europäischen Integration und des Gesamtsystems

Der Jahresverlauf des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems ist im separaten Datenanhang in Abbildung 3-14 dargestellt. Wie auch in Abbildung 5.17 deutlich wird, wird das Gesamtsystem durch eine noch stärkere Bedeutung der europäischen Verflechtung und eine noch deutlichere Dominanz der meteorologisch bedingten Importe dominiert. Aufgrund des geringen Wirkungsgrades für die H₂-Rückverstromung werden im Vergleich zum Basisszenario deutlich höhere Überschussstrom-Energiemengen zur H₂-Erzeugung benötigt. Die gesteigerte Bedeutung des Überschussstroms wirkt sich auf eine geringere Auslastung der KWK-Anlagen aus, die unter der des Basisszenarios liegt.

Im Bereich der Lastausgleichsoptionen konnten in den Simulationen Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicherwerke bisher aufgrund der Szenarioarchitektur nicht berücksichtigt werden. Da aufgrund der vorgegebenen Nutzung des Überschussstroms zur Wasserstoffproduktion nur geringe Energiemengen abzuregeln sind, erscheint der Einsatz von weiteren Speichern im Lastfolgebetrieb energiewirtschaftlich nicht sinnvoll. Im Bereich des Kurzzeitausgleichs decken die Lastmanagementanwendungen und regelbaren BHKW den Ausgleichsbedarf. Dennoch ist der Einsatz von Großspeichern wie PSW im Bereich der Bereitstellung von Regelleistung notwendig und effizient. Für eine genauere Bestimmung des Speicherbedarfs besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

Notwendigkeit von Langzeitspeichern für eine Vollversorgung mit Erneuerbaren

Ergebnisse des IWES in anderen Studien [von Bremen 2009, UBA 2010a] haben bei Betrachtungen über mehrere Wetterjahre gezeigt, dass immer wieder ganze Wochen auftreten, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland und ganz Europa sehr gering ist. Dieser Effekt stellt sich auch beim 100% EE-Stromszenario ein.

Wie in Abbildung 5.22 ersichtlich ist, würde basierend auf dem Wetterjahr 2006 die Situation eintreten, dass die nationale Erzeugung die Last nicht decken kann. In dem ausgewählten Sommermonat übersteigt die PV-Einspeisung zwar zeitweise den Verbrauch der Basislast. Durch die zusätzlichen Verbraucher Klimatisierung und E-KFZ verstärkt sich jedoch das Erzeugungsdefizit weiter. Auch durch die europäische Integration des Energieversorgungssystems mit HGÜ-Transportnetz kann diese Versorgungslücke nur teilweise geschlossen werden.

Es bleibt ein Restbedarf über einen Zeitraum von ca. 2 Wochen bestehen (Abbildung 5.23). Die auftretenden Lücken müssen über regenerativ betriebene Backup-Kraftwerke (H₂-Verstromung) gedeckt werden, in diesem Fall durch Kondensationskraftwerke (grau) und KWK (orange). Als Langzeitspeicher in der erforderlichen Größenordnung von ca. 10 TWh_{el} sind national nur chemische Energieträger in den vorhandenen Gasspeichern mit einer Kapazität von ca. 220 TWh_{th} bzw. in Gaskraftwerken denkbar. Diese Backup-Kraftwerke werden mit erneuerbarem Gas (EE-Wasserstoff oder EE-Methan) betrieben, welches im Langzeitspeicher „(Erd)gasnetz“ vorgehalten wurde.

Zusammenfassung Jahr 2050 – Szenario B-100%-S/H2

Die Stromversorgung kann im Szenario B-100%-S/H2 zu jeder Stunde gewährleistet werden. Die Stabilität der Stromversorgung ist durch mit EE-Gas (Wasserstoff oder Methan) befeuerten Backup-Kraftwerken und dem umfangreichen Einsatz von Ausgleichsoptionen (Erzeugungs- und Lastmanagement, Speicher und Stromnetz) gesichert. Weiterer Untersuchungs-

bedarf besteht in der Modellierung und Bewertung der Interaktion der Energienetze, des Bedarfs an EE-Überschussstrom für Verkehr und Wärme und die erweiterte Untersuchung von Ausgleichsoptionen einschließlich der Variation der Wasserstoffmengen im europäischen Kontext.

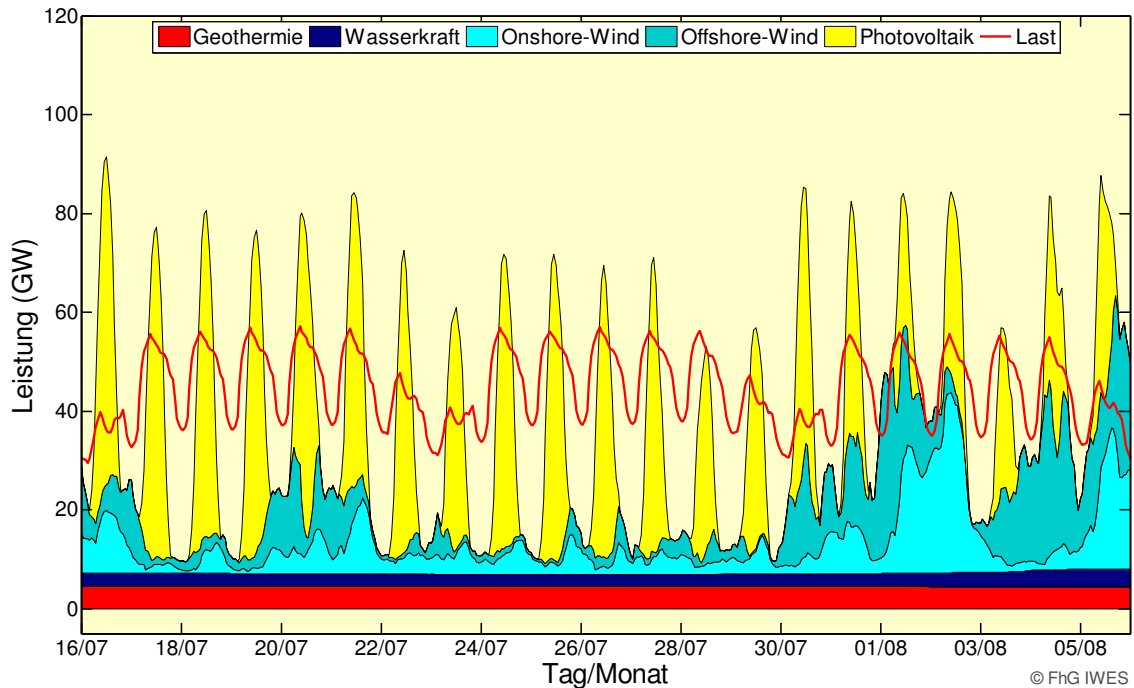


Abbildung 5.22: Extremsituation – Monatsverlauf der nationalen Einspeisung nicht regelbarer EE für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)

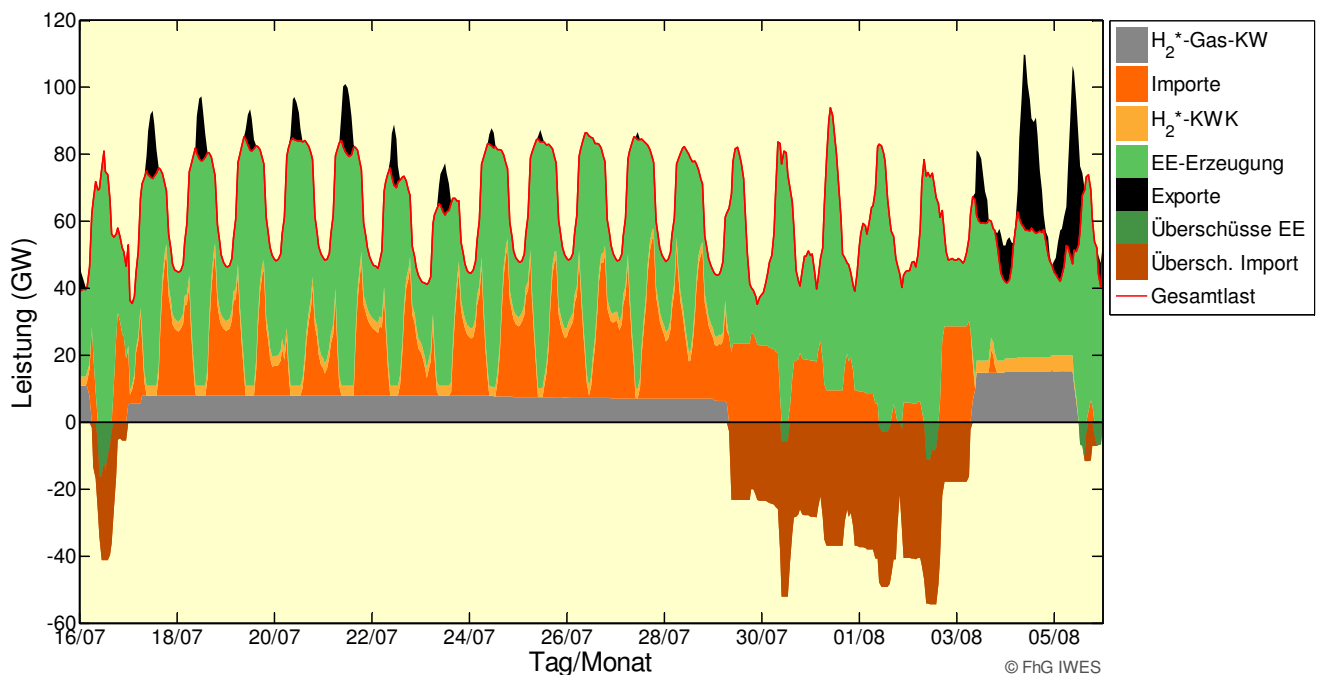


Abbildung 5.23: Extremsituation – Monatsverlauf der Erzeugungsseite des Gesamtsystems für 2050 (Wetterjahr 2006; Szenario B-100%-S/H2)

5.4.3 Exkurs: Rolle der KWK in Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen fluktuierender EE

Parallel zu einem EE-Ausbau basieren die politischen Klimaschutzziele auf einem Ausbau der Kraftwärmekopplung aus erneuerbaren (Biomasse und Geothermie) und fossilen Brennstoffen. In einem auf fluktuierenden EE basierenden Energiesystem ist dieses Ausbauziel jedoch hinsichtlich der dynamischen Interaktionen genauer zu untersuchen.

So stellen sich zukünftig Versorgungssituationen dar, in denen die Einspeisung nicht regelbarer EE den Strombedarf übersteigt. Dieser überschüssige Strom kann direkt in Wärme oder einen chemischen Energieträger (H_2 , CH_4) zur Rückverstromung oder Treibstoffnutzung im Verkehr umgewandelt werden. Hinsichtlich der Effizienz des Gesamtsystems ist festzustellen, dass es in solchen Situationen nicht sinnvoll ist, zusätzlichen KWK-Strom zu erzeugen. Besonders deutlich wird diese „Nutzungskonkurrenz“ bei hochwertigen Brennstoffen wie Biogas, Erdgas oder Pflanzenöl, welche alternativ auch im Verkehrsbereich oder zu einem späteren Zeitpunkt in Kondensationskraftwerken eingesetzt werden können. Der Wärmebedarf kann alternativ durch Spitzenlastkessel mit chemischen Energieträgern, über Wärmepumpen oder direkt elektrisch gedeckt werden. KWK-Strom kann also in EE-Überschusszeiten überflüssig sein.

Für einen mittelfristigen Zeitraum (siehe Analysen der Energieversorgung im Jahr 2020 in Kap. 5.2) zeichnet sich eine Systemkonkurrenz zwischen fluktuierenden EE, wärmegeführten KWK-Anlagen und unflexiblen Grundlastkraftwerken ab. Um die Effizienzvorteile der KWK weiterhin zu nutzen und die Deckung der Wärmenachfrage zu gewährleisten, ist dabei eine stärkere Flexibilisierung der KWK-Anlagen notwendig, u. a. mittels Wärmespeichern.

Im Fall von Heizkraftwerken bieten Entnahme-Kondensationsturbinen gegenüber Gegendruckturbinen eine höhere Flexibilität. Für BHKW ist eine höhere installierte Leistung notwendig. Wärmespeicher ermöglichen eine Entkoppelung von Wärmebedarf und Stromerzeugung. Aufgrund der hohen Volumina und der zusätzlichen Kosten sind diese Speicherkapazitäten jedoch begrenzt und ermöglichen einen Ausgleich innerhalb eines Tages bis hin zu wenigen Tagen. Ein weiterer Vorteil dieser Flexibilisierung ist die Bereitstellung höherer Leistung in Zeiten geringer Lastdeckung durch fluktuierende EE und dadurch eine verbesserte EE-Integration. Zusätzlich zur Flexibilisierung der KWK-Anlagen tragen weitere Ausgleichsoptionen wie Lastmanagement und Stromspeicher zur Entlastung der aufgezeigten Konkurrenzsituation bei.

Für einen langfristigen Entwicklungszeitraum (siehe Analysen der Energieversorgung im Jahr 2050) dominieren dagegen zusehends saisonale Einflüsse. Das Energiesystem benötigt zunehmend Überschussstrom, um durch Wasserstoff oder Methan Reserven für Zeiten mit geringem Angebot aus Wind- und Solarenergie zu bilden oder um eine mögliche Nachfrage im Verkehrsbereich zu decken. Diese länger andauernden Wetterphasen können nicht mehr über Tageswärmespeicher überbrückt werden. Entsprechend bedingt eine Bewertung der KWK-Nutzung bei einer erneuerbaren Vollversorgung weiteren Forschungsbedarf. Alternativen zur erneuerbaren Wärmebereitstellung sind hinsichtlich Effizienz und Kosten zu bewerten. Weitere Fragestellungen bestehen hinsichtlich der Interaktionen und Synergien von KWK und Wärmepumpen.

6 Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien

6.1 Ausbau erneuerbarer Energien

Systemanalytische Differenzkosten und EEG-Differenzkosten

In den Ausführungen zu den Kosten- und Nutzenwirkungen der EE werden zwei unterschiedliche Differenzkostenbegriffe verwendet.

Für gesamtwirtschaftlich orientierte Analysen relevant sind dabei in erster Linie die *systemanalytischen Differenzkosten* (Kap. 6.2.2). Im Blick stehen dabei die Kosten des EE-Ausbaus im Strom-, Wärme und Verkehrssektor im Vergleich zu fossil-nuklearen Alternativen. Sie lassen sich durch annuitätische Investitionskosten (Kapitalkosten) zuzüglich Brennstoffkosten bei Biomasse und fossilem Brennstoffbedarf und zuzüglich anderer Betriebskosten abbilden. Auf dieser Basis können Aussagen über die gesamtwirtschaftlichen positiven oder negativen Gesamtkosten durch EE gemacht werden.

Demgegenüber sind die in der politischen Diskussion häufig im Zentrum stehenden *EEG-Differenzkosten* (Kap. 6.2.3) anders definiert. Hierbei geht es um die Differenz von EEG-Vergütungen und alternativen Strombezugskosten am Stromspotmarkt. Diese werden auf die Stromkunden über die EEG-Umlage überwälzt. Es handelt sich um eine Verteilungswirkung: Den Einnahmen bei Anlagenbetreibern und ggf. Stromlieferanten stehen Belastungen der Stromkunden gegenüber.

6.1.1 Entwicklung der Märkte für EE

Die jährlich zu installierenden Leistungen der EE-Techniken bestimmen in Kombination mit den spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen der Einzeltechniken das durch den Ausbau der EE mobilisierte Investitionsvolumen. Es ist ein wichtiger Indikator dafür, welchen Stellenwert ein derartiger Ausbau in der Volkswirtschaft hat. Für den **Stromsektor** sind die jährlichen Investitionsvolumina in Abbildung 6.1 zusammengestellt²³. Bereits zwischen 2003 und 2007 hat sich das Investitionsvolumen für alle EE-Techniken der Stromerzeugung etwa verdoppelt und belief sich im Jahr 2007 auf 9,3 Mrd. €_{2009/a}, davon bereits nahezu 50% für die Fotovoltaik.

²³ Bei Biomasse sind alle stromerzeugenden Anlagen erfasst, bei KWK-Anlagen werden 30% der Investitionen der Wärmeseite (s. dort) zugeschlagen.

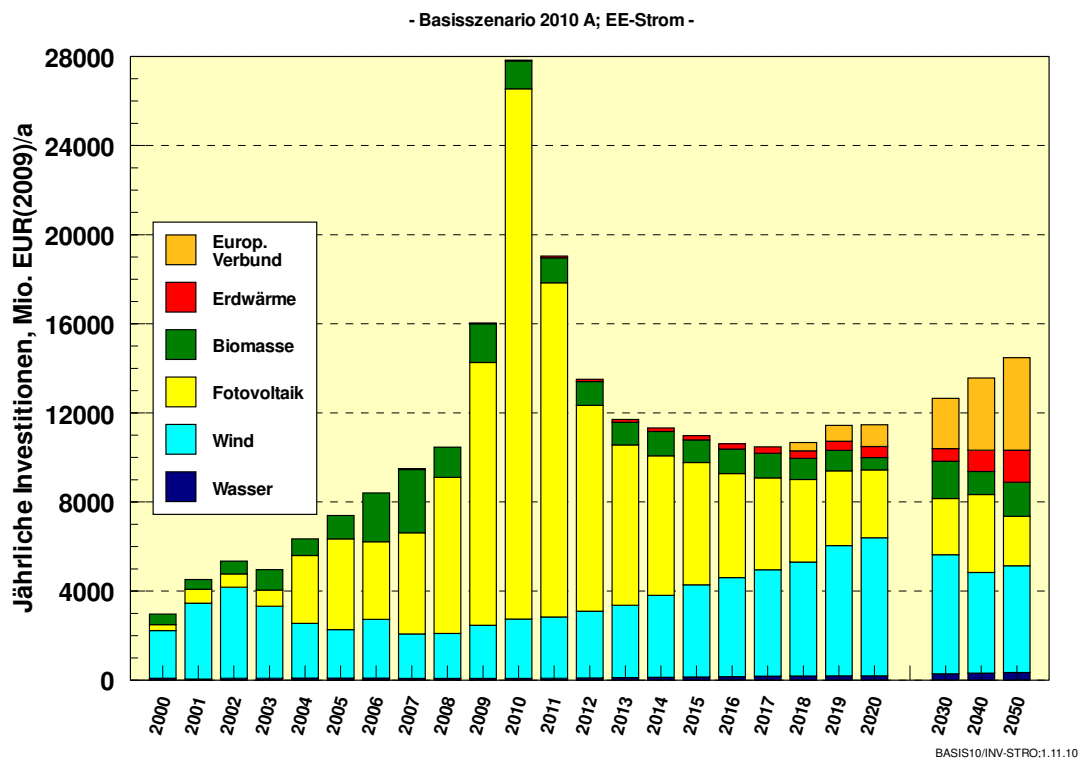


Abbildung 6.1: Jährliches Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A für den Stromsektor nach Einzeltechniken

Der Anstieg war vor 2003 nahezu ausschließlich von der Windkraft verursacht worden, der weitere Anstieg bis 2008 war auf den Ausbau der Biomasse und der Fotovoltaik zurückzuführen. Letztere stieg in 2008 bereits auf 7 Mrd. €/a und eskalierte in 2009 auf knapp 12 Mrd. €/a, womit das gesamte Investitionsvolumen der EE auf 16 Mrd. stieg. Für 2010 wird weiterer Anstieg des Investitionsvolumen auf 28 Mrd. €/a erwartet, wobei die Fotovoltaik – bei einem angenommenen Zubau von 8,5 GW/a – mit knapp 24 Mrd. €/a eindeutig dominiert.

Nach 2010 geht das Investitionsvolumen der Fotovoltaik wegen Rückgangs der installierten Leistung bei gleichzeitig deutlicher Kostendegression wieder deutlich zurück, bleibt aber noch bis 2016 die dominante Größe. Das Gesamtvolumen pendelt sich mittelfristig auf einem Niveau von 12 Mrd. €/a ein und behält dies bis etwa 2030 bei. Bis 2050 steigt das Investitionsvolumen dann wieder auf knapp 15 Mrd. €/a. Die stark wachsenden Mengenumsätze kompensieren also die parallel eintretenden Kostendegressionen. Ab 2017 überwiegen wieder die Investitionen in die Windenergie, wegen des dann starken Zubaus von Offshore-Windanlagen. Längerfristig schwankt das Investitionsvolumen der einzelnen Techniken in Abhängigkeit ihrer Ersatzzyklen. Ab etwa 2020 wird ein wachsender Teil der Investitionen in Anlagen getätigt die innerhalb des europäischen Stromverbunds Strom nach Deutschland liefern. Sie sind hier entsprechend dem deutschen Anteil den inländischen Investitionen zugeschlagen worden. In 2050 beläuft sich ihr Beitrag auf rund 4 Mrd. €/a.

Im **Wärmesektor** lagen die getätigten Investitionen in 2009 bei 3,4 Mrd. €/a (Abbildung 6.2). Hinzu kommen noch rund 1,1 Mrd. €/a Investitionen in Nahwärmenetze. Das gesamte Investitionsvolumen zeigt im Mittel nur ein relativ schwaches Wachstum. Zwischen 2002 und 2009 ist das Gesamtvolumen im Mittel nur um 3,5%/a gewachsen. Das ist zu gering, um die für das Jahr 2020 gesetzten Ausbauziele zu erreichen. Dazu muss das mittlere Wachstum der

Investitionen in die EE-Wärmeversorgung auf rund 6%/a steigen. Damit beläuft sich das jährliche Investitionsvolumen auf rund 6 Mrd. €/a, welches bis etwa 2030 anhält.

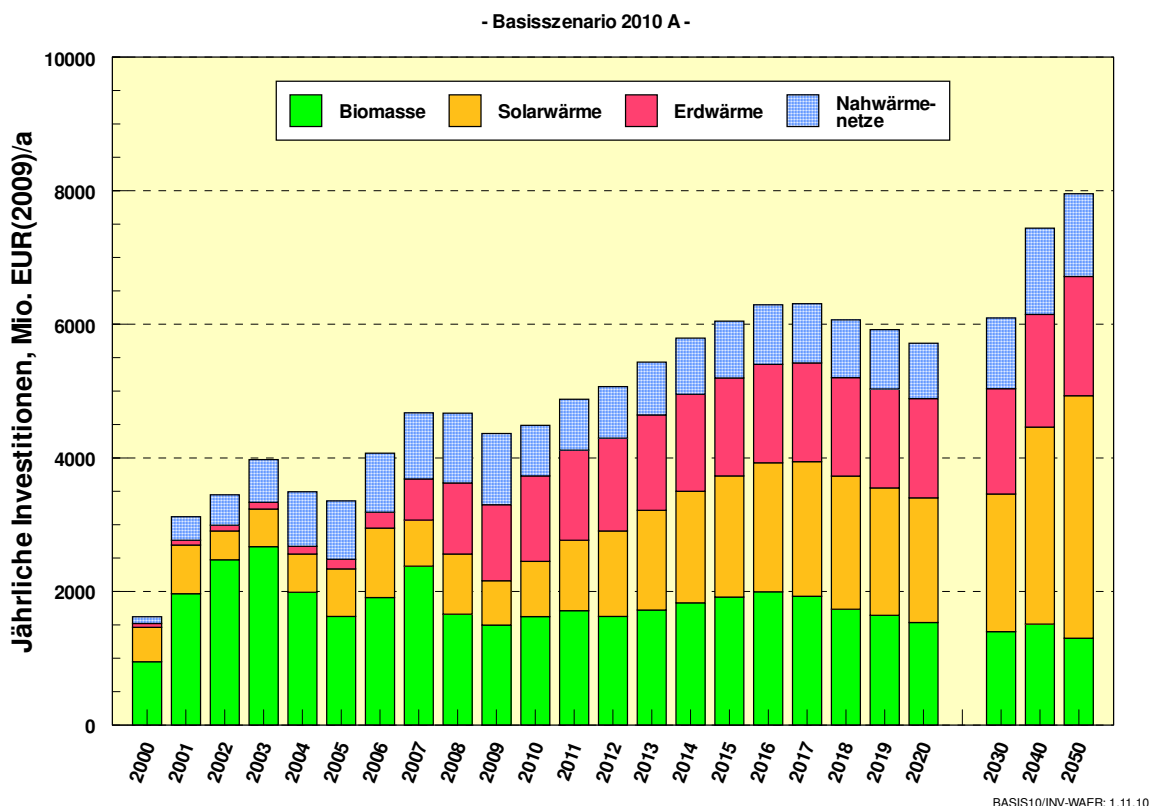


Abbildung 6.2: Jährliches Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A für den Wärmesektor nach Einzeltechniken

Nach 2030 ist wegen des unterstellten deutlichen Wachstums des Solarkollektormarkts eine weitere Steigerung der wärmeseitigen Investitionen auf rund 8 Mrd. €/a zu erwarten. Dieses starke Wachstum, das insbesondere durch den Ausbau der solaren Nahwärmeversorgung entsteht, überkompensiert die auch hier vorhandenen Kostendegressionen. Während bisher und noch in absehbarer Zeit die Investitionen in Biomasse dominieren, verschiebt sich mittelfristig das Gewicht stärker zu Erd- und Umweltwärme (insbesondere Wärmepumpen) und Solarwärme.

Das gesamte jährliche Investitionsvolumen in alle EE-Anlagen bleibt nach den durch die Fotovoltaik bestimmten Spitzen der Jahre 2009²⁴ bis 2011 mit rund 17 Mrd. €/a relativ konstant. Erst ab 2030 wächst es nochmals und steigt bis 2050 auf 22 Mrd. €/a (Abbildung 6.3). Diese Zahlenwerte machen deutlich, dass die im Basisszenario 2010 A angenommene Wachstumsdynamik unbedingt erforderlich ist, damit der Inlandsmarkt die Fähigkeit zu einer Stabilisierung der Umsätze der EE-Branche aufrechterhalten kann. Im Rahmen dieses Wachstums können die angestrebten Kostendegressionen der Einzeltechniken kompensiert werden. Das ist auch eine wichtige Voraussetzung dafür, dass die weiteren Chancen für die

²⁴ In der Summe belaufen sich die Investitionen für strom- und wärmeerzeugende Anlagen im Jahr 2009 auf 19,4 Mrd. €/a (ohne Nahwärmenetze). In [BMU 2010b] werden 20,4 Mrd. €/a genannt (Stand August 2010). Die Ursachen für diesen Unterschied liegen in teilweise unterschiedlichen Abgrenzungen insbesondere bei der Biomasse.

Technologieführerschaft in der Mehrzahl der EE-Techniken auf dem Weltmarkt behalten und somit den Aufbau von Exportmärkten weiter betrieben werden kann. Nur so kann zukünftig in angemessenem Umfang von den beträchtlich wachsenden Auslandsmärkten [Greenpeace 2008] profitiert werden. Dies bestätigt nachdrücklich die Bedeutung des politisch gesetzten Ziels, eines Anteils von mindestens 18% der EE am Endenergieverbrauch des Jahres 2020.

Bis 2009 wurden in EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung insgesamt rund 120 Mrd. € investiert. Zwischen 2010 und 2020 wird das Investitionsvolumen im Basisszenario 2010 A mit weiteren 202 Mrd. € nahezu doppelt so hoch sein. Den weitaus größten Anteil daran hat die Fotovoltaik mit 86 Mrd. €. Es folgt die Windenergie mit 46 Mrd. €, gefolgt von der Biomasse (Strom und Wärme) mit 30 Mrd. € und Solarkollektoren sowie Umwelt-/Erdwärme mit jeweils 18 Mrd. €. Auch in den nächsten Jahrzehnten bis 2050 bleibt das Niveau mit ~200 Mrd. € pro Jahrzehnt im Basisszenario nahezu unverändert.

Deutlich höher steigen die Investitionen in diesem Zeitabschnitt aus, wenn eine 100%ige EE-Stromversorgung bis 2050 angestrebt wird (Abbildung 6.3, Szenario STROM 100). Im Zeitabschnitt 2030-2040 belaufen sie sich bereits auf durchschnittlich 23 Mrd. €/a und steigen im Jahrzehnt 2040 bis 2050 auf 32 Mrd. €/a. Es dominieren dann die EE-Stromerzeugungstechniken Windenergie mit 7,5 Mrd. €/a Umatz, Fotovoltaik mit 4 Mrd. €/a und Geothermie mit 3,2 Mrd. €/a. Hinzu kommen die anteiligen Investitionen für den EE-Stromimport nach Deutschland in Höhe von knapp 7 Mrd. €/a. Zusammen mit Wasserkraft und Biomasse werden in diesem Szenario jährlich 24 Mrd. €/a in die EE-Stromversorgung und 8 Mrd. €/a in die Wärmeversorgung investiert.

6.1.2 Einordnung der deutschen EE-Investitionen in eine mögliche EE-Weltmarktentwicklung

Ein Szenario, welches eine nachhaltige Entwicklung des globalen Energiesystems mit einer Halbierung der CO₂-Emissionen bis 2050 auf einen jährlichen Ausstoß von 10,2 Gt (bzw. 1,1 t/Kopf) abbildet, ist das Szenario „Energy-[R]evolution“ [Krewitt 2008/2010]. Erreicht wird dieser Umbau durch eine umfassende Nutzung vorhandener Effizienzpotenziale sowie mittels breiten Einsatzes von EE-Techniken unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien. Auf die Optionen Kernkraft und CO₂-Rückhaltung (CCS) wird verzichtet. Damit ist es konsistent mit dem Basisszenario 2010 für Deutschland. Die zugrunde liegenden Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche und die Bevölkerungsentwicklung sind mit denjenigen der WEO-Szenarien [IEA 2008/2009] identisch. Die zur Umsetzung des E[R]-Szenarios erforderliche Marktentwicklung der EE macht deutlich, dass trotz derzeit hoher Wachstumsraten einiger EE-Techniken, wie der Windenergie und der Fotovoltaik, weltweit noch enorme Anstrengungen bei allen EE-Techniken erforderlich sein werden, um die in diesem Szenario angestrebten Beiträge der EE zu erreichen.

Derzeit liefert nur die Wasserkraft mit rund 950 GW installierter Leistung mit 16% einen größeren Beitrag zur weltweiten Stromversorgung. Windenergie liegt hinsichtlich der Leistung mit knapp 160 GW an zweiter Stelle, gefolgt von Biomasse mit ~60 GW, Fotovoltaik mit 25 GW und Erdwärme mit etwa 10 GW. Diese EE-Techniken tragen zusammen derzeit weitere rund 2% zur globalen Stromversorgung bei. Mit rund 1200 GW Gesamtleistung stellen die EE allerdings etwa 25% der insgesamt installierten weltweiten Kraftwerksleistung von 4800 GW [GWS 2010].

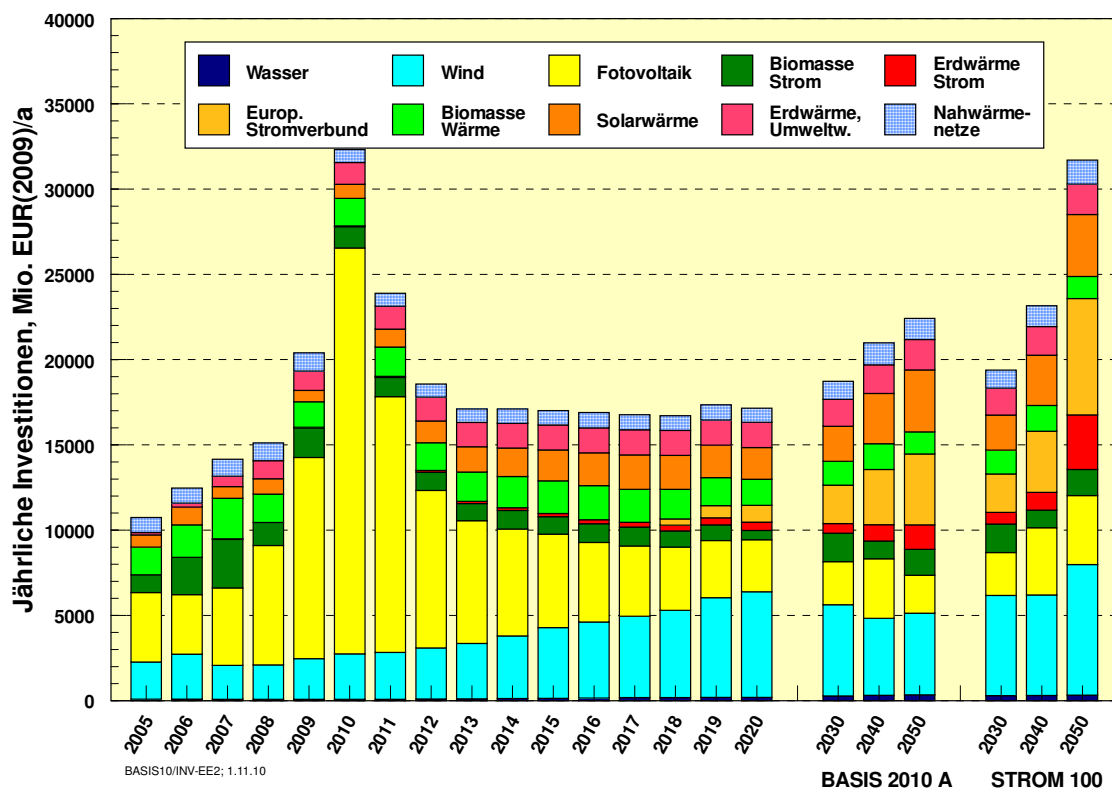


Abbildung 6.3: Gesamte Investitionen in EE-Anlagen im Basisszenario 2010 A und ab 2030 für das Szenario 100%-Strom

Die erforderlichen Leistungszuwächse der EE-Einzeltechniken in den nächsten Jahrzehnten macht Abbildung 6.4 deutlich. Während sich die Leistung der Wasserkraft bis 2050 „nur“ etwa verdoppelt, muss die Leistung der Biomassestromerzeugung auf rund 600 GW in 2050 steigen. Für Erdwärme wird in 2050 von insgesamt 280 GW und für solarthermische Kraftwerke von 800 GW ausgegangen. Bei der Windenergie ist ein Zuwachs auf 2700 GW bis 2050 erforderlich, bei der Fotovoltaik auf knapp 3000 GW in 2050.

In der Wärmerzeugung wird die traditionelle Biomassenutzung sukzessive durch moderne Biomassetechniken ersetzt. Dies macht bis 2050 die Installation von rund 3000 GW_{th} Leistung erforderlich (derzeit ~370 GW_{th}). Die Leistung der Erdwärme (derzeit ~65 GW_{th}) wächst in ähnlichem Ausmaß. Wie stromseitig für die Fotovoltaik ist bei den solarthermischen Kollektoren ebenfalls ein beträchtliches Wachstumspotenzial vorhanden. Es wird im Szenario Energy [R]evolution – ausgehend von derzeit ~150 GW_{th} – bis 2030 mit 6600 GW_{th} und bis zur Jahrhundertmitte mit 15000 GW_{th} installierter Kollektorleistung weitgehend ausgeschöpft.

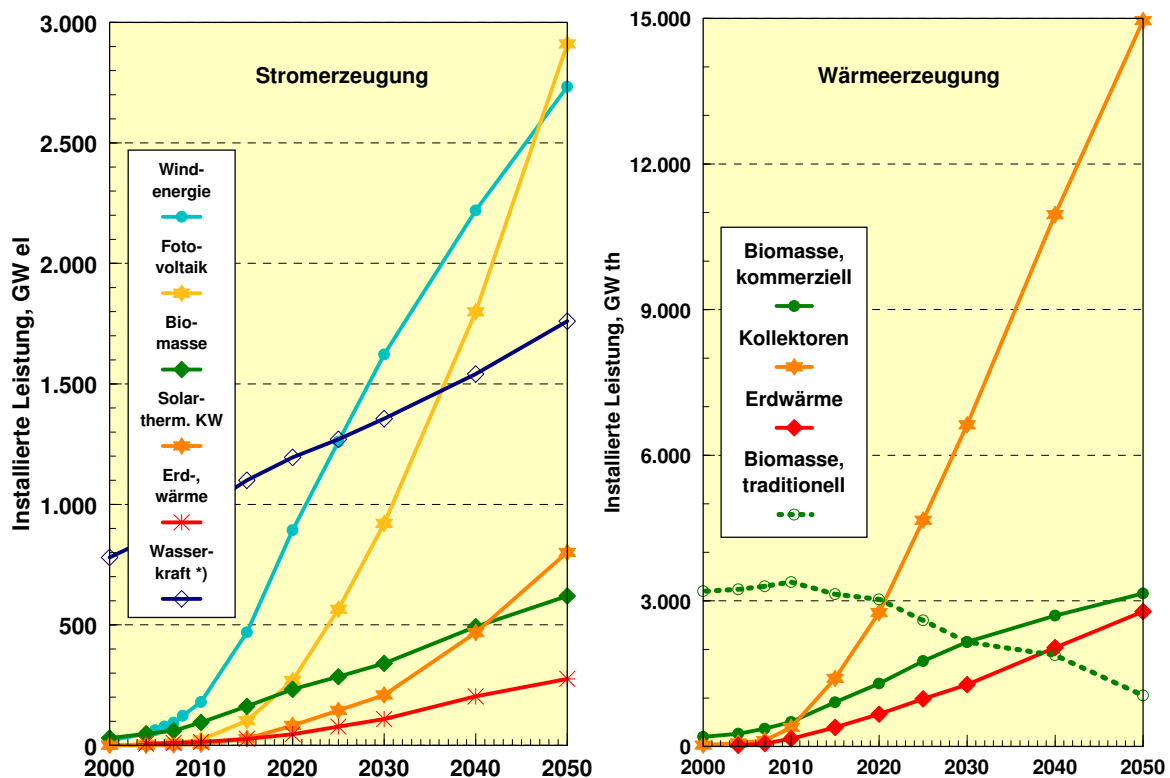


Abbildung 6.4: Erforderliches Wachstum der EE-Techniken zur Stromerzeugung (links) und Wärmeerzeugung (rechts) im Szenario „Energy (R)evolution“

Aus den Marktvolumina ergeben sich die zu erwartenden Investitionsvolumina eines wachsenden globalen EE-Marktes (Abbildung 6.5). Derzeit (2008) werden jährlich rund 150 Mrd. €/a in EE-Techniken investiert. Davon stammen allerdings rund 60 Mrd. €/a von der Wasserkraft. Bis 2030 wird im E[R]-Szenario, bei etwa gleichbleibenden Investitionen für Wasserkraft, das jährliche Investitionsvolumen auf knapp 600 Mrd. €/a steigen und bis 2050 auf knapp 900 Mrd. €/a. Den weitaus größten Anteil von 55% werden dann die solaren Techniken bewirken, gefolgt von der Windenergie. Das beträchtliche Wachstum des Investitionsvolumens der EE um das gut Fünffache (ohne Wasserkraft das Achtfache) kennzeichnet die Abkehr von der heutigen energierohstoffabhängigen Energieversorgung.

Im Stromsektor ist die Entwicklung bereits relativ dynamisch. Windenergie, Fotovoltaik und die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung zeigen deutliche Zuwachsraten. Solarthermische Kraftwerke erfahren in Südeuropa, Nordafrika und den USA soeben ihre „Wiedergeburt“. Weitere Techniken, wie die Stromerzeugung aus Tiefengeothermie und aus Wellenenergie stehen in den „Startlöchern“. Hier wird es darauf ankommen, diese eingeleitete Entwicklung zu stabilisieren und die Wachstumsdynamik, die derzeit nur auf einige Weltregionen bzw. Staaten beschränkt ist, auf alle Kontinente und Länder auszudehnen. Dieses Szenario unterstellt aber auch einen sehr starken Strukturwandel des globalen Wärmemarktes. Dieser Strukturwandel stellt eine mindestens so große Herausforderung für die Weltgemeinschaft dar, wie der wesentlich stärker im Mittelpunkt stehende erforderliche Umbau der globalen Stromversorgung.

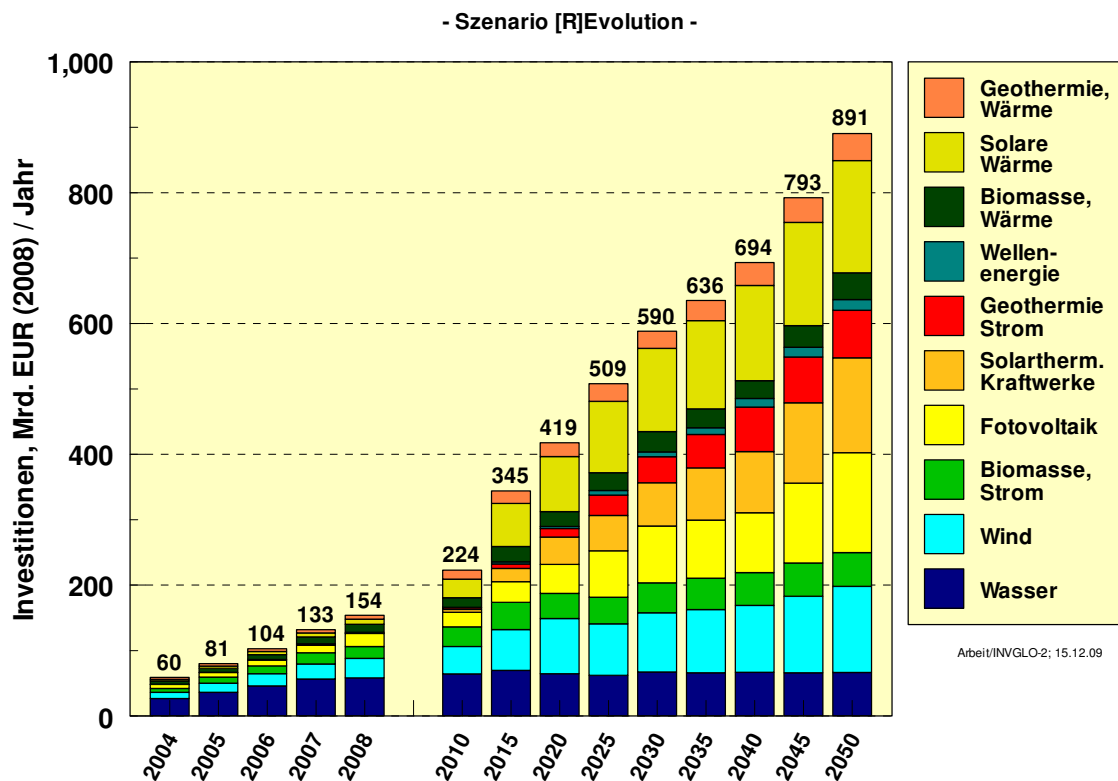


Abbildung 6.5: Jährliche globale Investitionsvolumina zur Strom- und Wärmebereitstellung aus EE im Szenario „Energy (R)evolution“

Die wesentlichen EE-Investitionen werden derzeit in drei Regionen getätigt. Dies sind OECD Europa mit besonderer Bedeutung von Deutschland, OECD Nordamerika und China. In diesen drei Regionen wurden in 2008 rund 87% der Windenergieleistung, 86% der Fotovoltaikleistung und 93% der Solarkollektorleistung installiert. Rund zwei Drittel der Gesamtinvestitionen fallen auf diese Regionen. Von zentraler Bedeutung für eine weitere deutliche Steigerung des jährlichen EE-Zubaues ist eine rasche Ausweitung der EE-Investitionen auf die noch „unterentwickelten“ Marktregionen der Welt unter Beibehaltung des hohen Zubauniveaus in den oben genannten Regionen.

Bis 2020 wachsen die jährlichen EE-Investitionen global mit im Mittel 8,8%/a. Überdurchschnittliche Wachstumsraten haben die Märkte in Afrika und Mittlerer Osten mit 12,5%/a, in Nordamerika und in den osteuropäischen Transitionsländern mit 11%/a und im Übrigen Asien (einschl. Indien) mit 10%/a. Der europäische Markt wächst „nur“ noch mit 4 %/a, der deutsche mit 2,3%/a. Vom Gesamtvolumen gesehen, ist der nordamerikanische Markt bis 2020 mit 110 Mrd. €/a der umfangreichste, gefolgt von China und OECD Europa mit je rund 65 Mrd. €/a. Im Jahr 2050 ist China der größte Einzelmarkt mit knapp 170 Mrd. €/a, Indien und das Übrige Asien kommen zusammen auf 160 Mrd. €/a, gefolgt von OECD Nordamerika mit 150 Mrd. €/a. Ebenso groß ist der afrikanische Markt (einschließlich Mittlerer Osten). In OECD Europa werden dann „nur“ noch rund 90 Mrd. €/a an EE-Investitionen umgesetzt.

Die Wachstumsraten und Gesamtvolumina des zukünftigen globalen Energiemarkts machen deutlich, dass der deutsche und der europäische EE-Markt derzeit von großer Bedeutung sind. Knapp 12% der globalen EE-Investitionen wurden im Jahr 2009 in Deutschland getätigt.

tigt, etwa 30% in OECD Europa. Einschließlich exportierter EE-Techniken beträgt der Anteil deutscher Unternehmen am EE-Weltmarkt derzeit etwa 18% [s. GWS 2010]. Bei dem angestrebten weltweiten Ausbau der EE werden die in Deutschland getätigten Investitionen relativ sinken und zwar auf 4,3% bis 2020 und auf 2,5% im Jahr 2050. Da der Inlandsmarkt nach dem rasanten Wachstum der letzten Jahre in etwa stabil bleiben wird, sind weitere Marktzuwächse und damit eine erfolgreiche Behauptung in diesen Märkten nur durch eine weitere Ausweitung der Exportvolumina zu erreichen. Dabei muss die deutsche EE-Branche ihr Augenmerk besonders auf die in den nächsten Jahrzehnten überdurchschnittlich wachsenden Regionalmärkte richten

6.1.3 Entwicklung der Gestehungskosten erneuerbarer Energien

Der EE-Ausbau gemäß der Basisszenarien A, B und C bzw. der Szenarien „100%-Strom“ führt zu weiteren Kostensenkungen für die meisten EE-Techniken, insbesondere bei denjenigen, die noch am Beginn ihrer energiewirtschaftlich relevanten Markteinführung stehen. Im Einzelnen sind die detaillierten Kostenannahmen für die Einzeltechniken in Abschnitt 2.6 dargestellt. Alle folgenden Kostenangaben stellen reale Kosten dar, bezogen auf das Jahr 2009. Für die Stromversorgung ist die Entwicklung für die Summe aller Neuanlagen in Abbildung 6.6 dargestellt. Weitere deutliche Kostendegressionen zeigen die Fotovoltaik, die in 2020 mittlere Stromkosten von 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el} erreicht. Langfristig kann sie auch in Mitteleuropa auf Stromkosten unter 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el} gelangen. Die (Offshore-) Windenergie kann bei kontinuierlichem Ausbau und entsprechender Marktausweitung in 2020 Stromkosten um 8,5 ct₂₀₀₉/kWh erreichen. Längerfristig können die Stromkosten von Windenergie unter 6 ct₂₀₀₉/kWh_{el} gelangen. Bei der Stromerzeugung aus Geothermie, wie auch bei den Techniken der Nutzung von Biomasse und von Biogas, die Strom und Nutzwärme in KWK-Anlagen bereitstellen, werden die zukünftigen Stromgestehungskosten deutlich durch steigende Wärmegutschriften bestimmt. Letztere belaufen sich im Preispfad A im Jahr 2020 real auf 6 ct₂₀₀₉/kWh_{th} und steigen längerfristig (2050) noch auf 7,5 ct₂₀₀₉/kWh_{th}. Bei Biomasse und Biogas wird zusätzlich davon ausgegangen, dass die bisher unzulängliche Wärmenutzung sich mittelfristig deutlich verbessert und längerfristig nur noch KWK-Anlagen betrieben werden. Steigende Tendenz haben dagegen die Preise für Biobrennstoffe. Unter diesen Voraussetzungen stellen sich mittelfristig mittlere Stromgestehungskosten bei Biomasse-HKW um 9 bis 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (Bandbreite der Einzeltechniken 7,5 bis 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) ein. Biogasanlagen (einschließlich Deponiegas und Klärgas) liegen im Mittel derzeit bei 13 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (Bandbreite 7 bis 17 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) und können unter der Voraussetzung weitgehender Wärmenutzung längerfristig Stromkosten um 8 ct₂₀₀₉/kWh_{el} erreichen. Gelingt eine umfassende Wärmenutzung nicht, so ist längerfristig mit 1,5 bis 2,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el} höheren Stromkosten von Biomasse- und Biogasanlagen zu rechnen. Um die hier ermittelten zukünftig günstigen Stromgestehungskosten für Biomasse- und Biogasanlagen zu erreichen sind also noch entsprechende Anreize bzw. ordnungsrechtliche Vorgaben für eine möglichst weitgehende Nutzung der bei der Strombereitstellung anfallenden Wärme in Nahwärmenetze erforderlich.

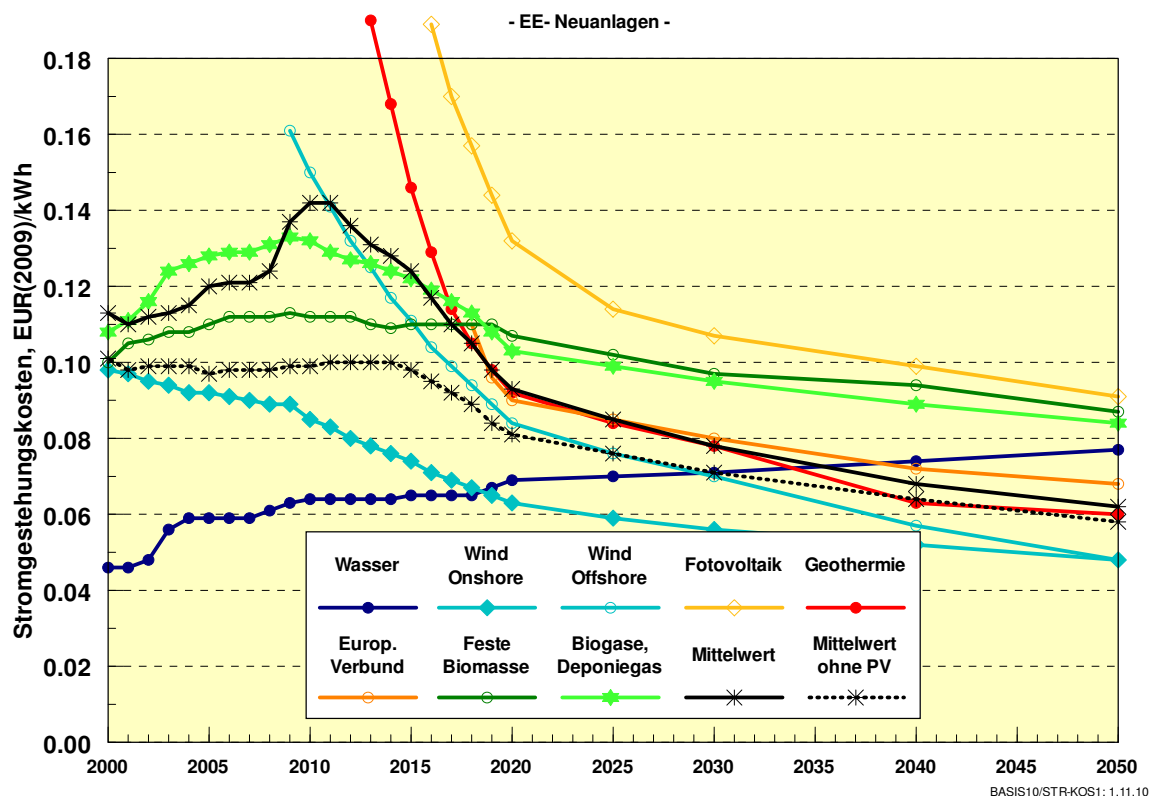


Abbildung 6.6: Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Techniken bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im Basisszenario 2010 A (Preisbasis 2009; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechniken)

Die durchschnittlichen Kosten der im Basisszenario 2010 A jeweils installierten Neuanlagen lagen in 2009 bei 13,5 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik bei 10 ct/kWh_{el}) und werden in den Jahren 2010 und 2011 noch auf 14,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} steigen. Die Unterschiede zum Mittelwert ohne Fotovoltaik sind derzeit wegen des starken Zubaus der Fotovoltaik mit 4 ct₂₀₀₉/kWh_{el} besonders groß. Bis 2020 sinken die Mittelwerte des Gesamtmixes dann wieder deutlich auf 9,3 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik 8,1 ct₂₀₀₉/kWh_{el}), bis 2030 auf 7,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (7,1 ct₂₀₀₉/kWh_{el}) und weiter bis 2050 auf 6,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (5,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el}). Für alle EE-Techniken zur Stromerzeugung stellen sich längerfristig Gestehungskosten zwischen 5 und 9 ct₂₀₀₉/kWh_{el} ein. Eine Ausnahme vom sinkenden Trend stellt die Wasserkraft dar, bei der die Stromgestehungskosten neuer bzw. modernisierter Anlagen in Zukunft leicht steigen werden.

Von wesentlicher Bedeutung ist, dass die EE-Kostenentwicklung im Vergleich zu einer rohstoffbasierten Energieversorgung langfristig besser kalkulierbar ist, da sie überwiegend durch technologische Entwicklungen und den dazu erforderlichen Kapitaleinsatz, aber nur in geringerem Maße durch sich verknappende Ressourcen oder geopolitisch kritische Entwicklungen beeinflusst wird. Die aktuellen Preisschwankungen bei fossilen Energieträgern belegen dies eindrucksvoll. Diese Stabilität ist für die erfolgreiche Entwicklung von Volkswirtschaften, insbesondere wenn sie sich, wie in Schwellen- und Entwicklungsländern noch in der Aufbauphase befinden, von nicht zu unterschätzender Bedeutung. Aus energiepolitischer Sicht wesentlich ist auch, dass der Großteil der Kostensenkungen bis etwa 2020 erfolgt sein wird. Bis zu diesem Zeitpunkt dürften aus heutiger Sicht die meisten EE-Techniken gegen-

über den (steigenden) Kosten einer fossilen Stromerzeugung konkurrenzfähig werden, wenn auf Vollkostenbasis miteinander verglichen wird.

Von Interesse sind auch die Kosten des Gesamtbestands an Alt- und Neuanlagen in einem bestimmten Jahr (Abbildung 6.7). Für die Mittelwerte des EE-Mixes im Basisszenario 2010 A sind diese Kosten der Kostenkurve der Neuanlagen gegenübergestellt worden. Der große Anteil älterer Wasserkraftanlagen mit günstigen Stromgestehungskosten um 3 ct/kWh_{el} führte noch um 2000 zu Kosten des EE-Gesamtbestands um 5 ct/kWh_{el}.

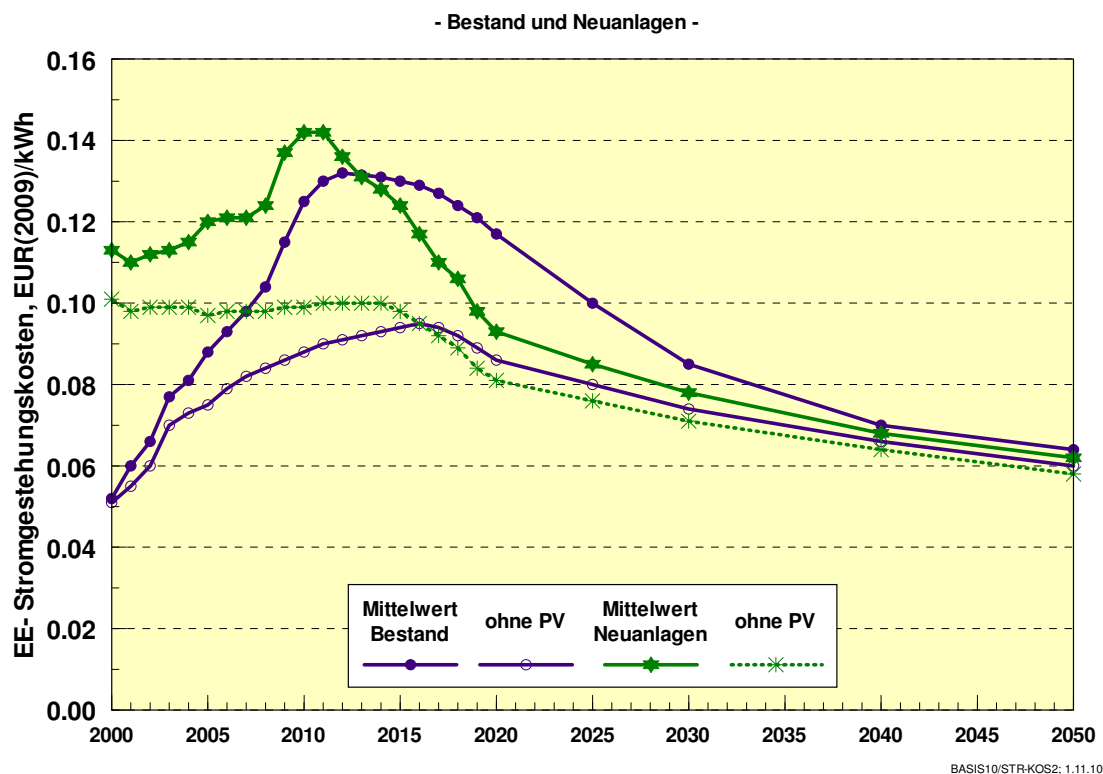


Abbildung 6.7: Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen im Basisszenario 2010 A (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik)

Inzwischen liegt dieser Wert wegen des Hinzutretens teurerer EE-Neuanlagen bei 11,5 ct/kWh_{el} und steigt bis 2013 noch auf 13 ct/kWh_{el}. Danach werden die jeweiligen Neuanlagen im Mittel kostengünstiger als der Gesamtbestand des betreffenden Jahres. Der Gesamtbestand folgt somit der weiteren Kostenentwicklung der Neuanlagen. Mit geringer werdenden Lernfaktoren und langsamerem Marktwachstum gleichen sich die beiden Kurven immer mehr an. Der Einfluss der noch relativ teuren Fotovoltaik auf die beiden Kostenverläufe wird durch die gestrichelten Kurven in Abbildung 6.7 dargestellt. Die Kostendifferenz des Mittelwertes mit und ohne Fotovoltaik ist mit rund 3 ct/kWh_{el} (Neuanlagen: 4 ct/kWh_{el}) in der derzeitigen Phase des starken Wachstums der Fotovoltaik erheblich. Der Mittelwert der Bestandsanlagen ohne Fotovoltaik steigt maximal auf 8,7 ct/kWh_{el}, der von Neuanlagen auf rund 10 ct/kWh_{el}. Mit zunehmender Kostenreduktion der Fotovoltaik verringert sich aber die Kostendifferenz deutlich und beträgt im Jahr 2030 nur noch 1,5 ct/kWh_{el} beim Gesamtbestand und 0,7 ct/kWh_{el} bei Neuanlagen.

Ersichtlich ist, dass beim mittelfristigen Ausbau der Fotovoltaik sehr sorgfältig zwischen industrie- und exportpolitischen Gesichtspunkten (Aufbau industrieller Exportfähigkeit deutscher Unternehmen; Unterstützung der Mobilisierung weiterer Kostensenkungspotenziale) und energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten (möglichst günstige Stromkosten des EE-Mixes; nicht zu hoch ansteigende Differenzkosten beim EEG; wachsende Probleme der Netzintegration) abgewogen werden muss. Die jüngst vorgenommene zusätzliche Verringerung der durch das EEG garantierten Vergütung für neue Fotovoltaikanlagen ist in dieser Hinsicht eine zweckmäßige Maßnahme. Das weitere Wachstum der Fotovoltaik im deutschen Markt zeigt allerdings derzeit eine weitere steigende Tendenz, die es möglicherweise erfordert, hier nochmals korrigierend einzugreifen.

Für die reine Wärmeerzeugung aus EE sind die Kostenentwicklungen in Abbildung 6.8 dargestellt, wobei es sich ebenfalls um Mittelwerte einer größeren Anzahl von Einzeltechnik handelt (siehe entsprechende Datenblätter). Die bis 2000 noch relativ kostspielige Wärme aus kleinen Solarkollektoranlagen liegt heute bei 18 ct/kWh_{th}. Sie können noch deutlich kostengünstiger werden, wenn zukünftig insbesondere größere Anlagen in Kombination mit Nahwärmenetzen und saisonalen Speichern in größerem Umfang Marktchancen erhalten, die heute bei 15 ct/kWh_{th} liegen, aber größeren strukturellen Hemmnissen unterliegen als Kleinanlagen. Auch Wärmepumpen und hydrothermale Anlagen können noch kostengünstiger werden.

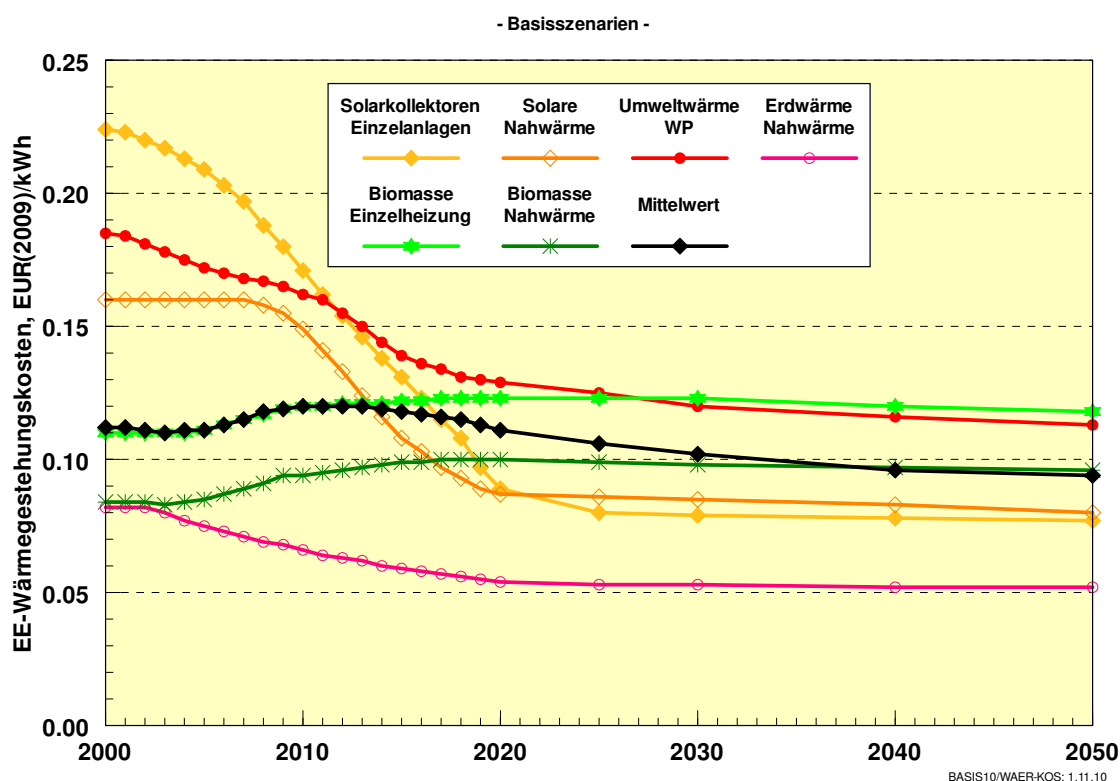


Abbildung 6.8: Kostenentwicklung von Kollektoren, Umwelt- und Erdwärme, Biomasseanlagen (jeweils Einzelanlagen und Nahwärmesysteme; Mittelwerte mehrerer Einzeltechniken; Nahwärmesysteme einschließlich Verteilungskosten; realer Zinssatz 6%/a) im Basisszenario 2010 A

Biomasseheizungen besitzen hingegen kaum Kostensenkungspotenziale. Weitere Fortschritte in der Technik werden weitgehend durch tendenziell steigende Kosten für Biomassebrennstoffe kompensiert werden. Heizwerke sind einschließlich Netzverteilung etwas kostengünstiger als Einzelheizungen. Wegen der großen Dominanz der Biomasse ist der Mittelwert aller ausschließlich Wärme erzeugenden Systeme derzeit praktisch mit den Kosten der Biomasse-Einzelheizung identisch und liegt bei rund 12 ct/kWh_{th}. Das langfristige Kostenniveau der Wärmebereitstellung aus EE kann rund 10 ct₂₀₀₉/kWh_{th} erreichen.

6.2 Kosten und Nutzen des EE-Ausbaus

6.2.1 Strompreisentwicklung und anlegbare Strompreise

6.2.1.1 Entwicklung der Stromgestehungskosten fossiler Kondensationskraftwerke

Einen Überblick über die Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke zeigt Abbildung 6.9. Ausgehend von derzeit (2010) 5 bis 7 ct₂₀₀₉/kWh_{el} sind in den Leitszenarien für den Preispfad A deutliche und für den Preispfad B merkliche Anstiege der Stromgestehungskosten zukünftiger neuer Kraftwerke zu verzeichnen. Erdgas- und Steinkohlestrom wird im Preispfad A im Jahr 2030 zwischen 10 und 11 ct₂₀₀₉/kWh_{el} kosten, Strom aus Braunkohle 7,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Dies setzt einen konsequenten Emissionshandel mit deutlich steigenden CO₂-Preisen voraus (Pfad A: 52 €/t CO₂ in 2030). im Preispfad B (36 €/t CO₂ in 2030) liegen die entsprechenden Werte im Jahr 2030 für Erdgaskraftwerke bei 8,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el}, für Steinkohle- bei 7,8 ct₂₀₀₉/kWh_{el} und für Braunkohlekraftwerke bei 6 ct₂₀₀₉/kWh_{el}.

Aus Abbildung 6.9 ist ersichtlich, dass das zukünftige Stromkostenniveau fossiler Anlagen entscheidend von den Annahmen zur zukünftigen Brennstoffpreisentwicklung und zur Wirksamkeit eines allgemeinen Emissionshandels abhängt. Werden im Unterschied zu den Preispfaden A und B hier deutlich geringere Veränderungen unterstellt, so ergibt sich auch ein deutlich niedrigeres Stromkostenniveau für fossile Neukraftwerke.

Als Beispiel dazu werden entsprechende Angaben aus der Untersuchung „Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009)“ für das BMWi vom März 2010 [EP 2010] diesen Werten gegenübergestellt. Dort liegen die Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke derzeit (2010) in ähnlicher Größe, der zukünftige Verlauf der Stromgestehungskosten ist jedoch grundsätzlich unterschiedlich. Während in den Basisszenarien die Steigerungen der fossilen Energiepreise und der CO₂-Preise die Kostensenkungen infolge Wirkungsgraderhöhung und sinkender Investitionskosten deutlich übertreffen, sinken in [EP 2010] die Stromgestehungskosten der Kraftwerke bis 2030 wegen nahezu konstanter Brennstoffkosten um bis zu 0,5 ct₂₀₀₉/kWh_{el} gegenüber heute. Die Unterschiede zu den Stromgestehungskosten gemäß der Preispfade A und B steigen daher mit der Zeit beträchtlich. Für Steinkohle beträgt der Unterschied der beiden Untersuchungen (Pfad A) im Jahr 2030 ca. 3 ct₂₀₀₉/kWh_{el}, bei Gaskraftwerken sogar ca. 4 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Auch in den Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung wird von relativ geringfügig steigenden Kosten für Erdgas und Steinkohle ausgegangen (vgl. Tabelle 2-4, S. 18), was entsprechende Rückwirkungen auf das zukünftige Kostenniveau der konventionellen Stromerzeugung hat. *Hält man derartige Angaben für belastbar, so kommt man hinsichtlich der Preiswürdigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor zu anderen Schlussfolgerungen als in dieser Untersuchung.* Solche

„Voreinstellungen“ zentraler Parameter haben auf Studienergebnisse oft wesentlich größere Effekte als Unterschiede in den Berechnungsmodellen oder der Methodik der Bearbeitung. Man kann diese Einflüsse durch eine entsprechende Bandbreite solcher Parameter sichtbar machen.

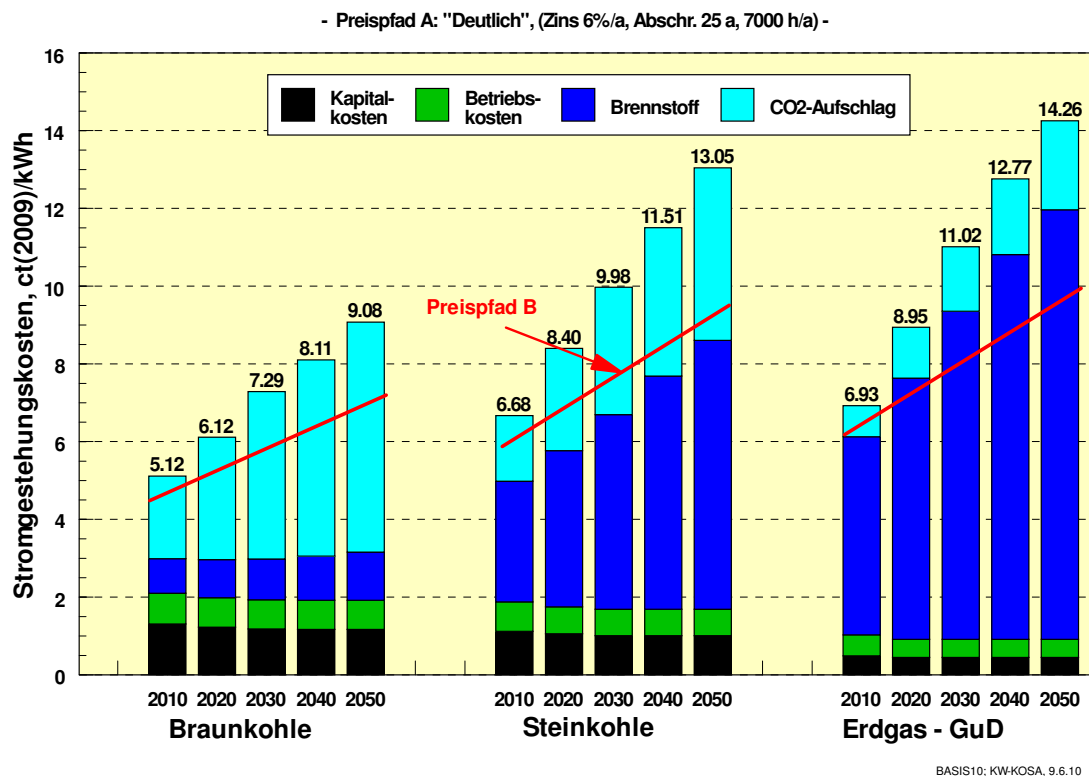


Abbildung 6.9: Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke (7.000 Volllaststunden) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung und der Entwicklung der CO₂-Kosten der Preispfade A „Deutlich“ und B „Mäßig“

Aus den oben erläuterten Stromgestehungskosten fossiler Neukraftwerke und denjenigen des bestehenden Kraftwerkspark lässt sich eine mögliche Bandbreite anlegbarer Strompreise ableiten (Tabelle 6-1) mit denen die Gestehungskosten der EE verglichen werden können. Eine eher statische Fortschreibung der Vergangenheit, wie sie die Annahmen für die Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung oder für die Energieprognose 2009 zu den Kraftwerksbrennstoffen Steinkohle und Erdgas nahelegen, würde zu anlegbaren Strompreisen zwischen den Pfaden C „Sehr niedrig“ und der Extremannahme real konstanter Strompreise (Pfad D) führen.

Als weiterer Grenzfall ist die volle Berücksichtigung der in verschiedenen Untersuchungen näherungsweise ermittelten externen Kosten der fossilen Stromerzeugung, die heute nicht in den Strompreisen enthalten sind, zur Ableitung des „ökologisch korrekten“ anlegbaren Strompreises herangezogen worden. Er liegt etwa bei 10 bis 12 ct/kWh_{el}, wobei für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke die zusätzlichen Kosten gegenüber den betriebswirtschaftlich ermittelten Kosten recht hoch ausfallen (8 ct/kWh_{el} bzw. 6,5 ct/kWh_{el}), während sie bei Erdgas-GuD-Kraftwerken mit ~3 ct/kWh_{el} relativ gering sind [Krewitt/Schlomann 2006]. Es wird analog [Krewitt/Schlomann 2006] und vergleichbarer Studien angenommen, dass der größte Anteil der externen Kosten aus den zukünftigen Schadenskosten eines ungebremsen

Klimawandels resultiert. Mit CO₂-Preisen über 60 €/t, wie im Pfad A ab 2040 der Fall (Anstieg bis auf ~70 €/t CO₂ bis 2050), wäre bereits ein großer Teil dieser Kosten internalisiert. Ab 2035 macht sich bei diesem Pfad der zusätzliche Anstieg der reinen Brennstoffkosten zusätzlich bemerkbar.

Die anlegbaren Strompreise gemäß der Pfade A und B sind die aus der Sicht der Autoren relevanten Werte, wenn zukünftig eine weltweit wirksame Klimaschutzstrategie betrieben wird und sich zudem Knappheitstendenzen fossiler Energieträger in den Preisen niederschlagen sollen.

Tabelle 6-1: Bandbreite anlegbarer Strompreise²⁵ auf der Basis von Vollkosten der fossilen Stromerzeugung zwischen den Extremfällen „Real konstanter Preis“ (Pfad D) und „Ökologisch korrekter Preis“ (Pfad E)

| Anlegbare Strompreise (Mittelspannungsebene) *) ct(2009)/ kWh | | | | | Volle Berück- sichtigung externer Kosten **) |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|-------------------|-------------------------|----------------------|----------------------------------------------------------|
| Jahr | Pfad A "Deutlich" | Pfad B "Mäßig" | Pfad C "Sehr gering" | Pfad D "Konstant" | |
| 2010 | 5,70 | 5,70 | 5,70 | 5,70 | 11,20 |
| 2011 | 5,88 | 5,81 | 5,75 | 5,70 | 11,20 |
| 2012 | 6,06 | 5,93 | 5,80 | 5,70 | 11,20 |
| 2013 | 6,25 | 6,05 | 5,85 | 5,70 | 11,20 |
| 2014 | 6,44 | 6,17 | 5,90 | 5,70 | 11,20 |
| 2015 | 6,65 | 6,30 | 5,95 | 5,70 | 11,20 |
| 2016 | 6,90 | 6,44 | 6,00 | 5,70 | 11,20 |
| 2017 | 7,15 | 6,59 | 6,05 | 5,70 | 11,20 |
| 2018 | 7,42 | 6,75 | 6,10 | 5,70 | 11,20 |
| 2019 | 7,70 | 6,90 | 6,15 | 5,70 | 11,20 |
| 2020 | 8,00 | 7,07 | 6,20 | 5,70 | 11,20 |
| 2025 | 9,31 | 7,70 | 6,43 | 5,70 | 11,20 |
| 2030 | 10,61 | 8,33 | 6,67 | 5,70 | 11,20 |
| 2035 | 11,65 | 8,88 | 6,97 | 5,70 | 11,95 |
| 2040 | 12,69 | 9,44 | 7,27 | 5,70 | 12,69 |
| 2045 | 13,89 | 10,06 | 7,63 | 5,70 | 13,89 |
| 2050 | 15,03 | 10,68 | 7,98 | 5,70 | 15,03 |
| *) Gestehungskosten des fossilen und nuklearen Kraftwerksparks (Mix von Alt- und Neukraftwerken zuzüglich Verteilungskosten auf der Hochspannungsebene **) Ungefähre Vollkosten einer fossilen Stromerzeugung unter Einbeziehung der ökologischen Kosten lokaler Emissionen und von Klimaschäden infolge CO ₂ -Emissionen | | | | | |

Basis/Strompreis; 8.7. 2010

²⁵ Es sind die Werte für die Einspeisung auf der Mittelspannungsebene angegeben (Kosten des konventionellen Kraftwerksparks + Verteilungskosten Hochspannungsebene 1,2 ct/kWh); außer der großen Wasserkraft, Wind-Offshore und zukünftig möglichen Importen von EE speisen alle übrigen EE-Anlagen auf der Mittelspannungsebene ein. Diese erzeugungskostenorientierten Strompreise werden nur beim systemanalytischen Differenzkostenvergleich in den Szenarien herangezogen, und sind nicht mit den **anlegbaren Stromgroßhandelspreisen** für die EEG-Differenzkostenberechnung zu verwechseln, (hierzu vgl. Tabelle 6-2).

6.2.1.2 Zu erwartende Stromgroßhandelspreise

Zur Berechnung der EEG-Differenzkosten in Abschnitt 6.2.2 sind die Stromgestehungskosten des fossil befeuerten Kraftwerksparks aus Alt- und Neuanlagen nach Tabelle 6-1 weniger relevant, als die Stromgroßhandelspreise, denn die Strombörse in Leipzig hat eine Leitfunktion für die Preisfindung im Stromgroßhandel übernommen. Dort orientieren sich die Preise an der „Merit-Order“ (der kostenbedingten Einsatzreihenfolge der Kraftwerke). Sie zeigen im Tagesverlauf einen stündlich deutlich schwankenden Strompreis mit Tiefstwerten in den Frühstunden und Höchstwerten am Mittag und in frühen Abendstunden. Die Grenzkosten (nur variable Einsatzkosten, d. h. Brennstoff-, Betriebs- und ggf. CO₂-Kosten) des jeweils letzten noch benötigten Kraftwerkes bestimmen dabei den Preis für alle in dieser Stunde benötigten Kraftwerke. Zu Schwachlastzeiten sind dies meist Steinkohlekraftwerke, während es in den Spitzenlastzeiten Gaskraftwerke sind. Entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Kraftwerke ist, dass auf Dauer gesehen der erzielbare durchschnittliche Großhandelspreis nicht nur die Grenzkosten deckt, sondern die Vollkosten des Kraftwerkes. Insofern stellen die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten nach Tabelle 6-1 eine Untergrenze dar. Neue fossile Kraftwerke müssen in der mittel- bis langfristigen Betrachtung mindestens Erlöse in dieser Höhe erreichen, wenn sie sich einschließlich ihrer Kapitalkosten amortisieren sollen. Der aktuelle erzielbare Erlös bzw. Preis kann aber bedingt durch andere Einflussfaktoren an der Strombörse diese durchschnittlichen Stromgestehungskosten kurzfristig deutlich über- oder unterschreiten.

Mit dem zunehmenden Angebot an EE-Strom aus Windenergie und Fotovoltaik und deren Grenzkosten von Null verschiebt sich die Merit-Order so, dass die teuersten Kraftwerke (Gas) keine ausreichende Nachfrage mehr haben. Vor allem im Peak der Mittagszeit deckt die Fotovoltaik in wachsendem Umfang diesen lukrativen Markt ab (Ende 2010 werden rund 18 GW Fotovoltaikleistung installiert sein). Hinzu kommt zu allen Tageszeiten die Windkraft mit bis zu 25 GW Leistung. Im Mittel sinkt der erzielbare Marktpreis dadurch bereits deutlich (zum Merit-Order-Effekt vgl. [Breitschopf et al. 2010]). Da sich diese Entwicklung künftig noch verstärken wird, wird die bisherige Preisfindung über die Grenzkosten einerseits zu geringeren Großhandelspreisen führen, als sie für einen wirtschaftlichen Betrieb von **neuen** Steinkohle- oder Gaskraftwerken erforderlich sind. Durch die Laufzeitverlängerung bei Kernkraftwerken wird diese Auswirkung sich noch verstärken (vgl. Kapitel 3.2.3). Andererseits wird der anlegbare Stromgroßhandelspreis zur Ermittlung der EEG-Umlage damit auch geringer, obwohl die tatsächlichen Vollkosten der Strombereitstellung im Durchschnitt darüber liegen. Die EEG-Umlage steigt damit rechnerisch an, gibt aber nicht die wirkliche Kostendifferenz der Strombereitstellung aus konventionellen und erneuerbaren Anlagen wieder.

Somit ist die Veränderung des Preisfindungsmechanismus hin zu einer vollkostenbasierten Form, z. B. durch zusätzliche Kapazitätzahlungen an Kraftwerke wie im Regelenenergiemarkt, mittelfristig unausweichlich. Dies wird umso bedeutsamer, je mehr Reservekapazität für die Abdeckung von wind- und sonnenschwachen Zeiten benötigt wird. Dies können regelungstechnisch primär Steinkohle- und Erdgaskraftwerke leisten, die heute im Jahresdurchschnitt noch auf bis zu 7.000 Vollbenutzungsstunden kommen (wie in Tabelle 6-1 unterstellt). Sinkende Vollbenutzungsstunden führen bei noch nicht abgeschriebenen Kraftwerken aber zu steigenden spezifischen Vollkosten. Zusätzliche Kapazitätsterminmärkte mit Absicherungszeiträumen über mehrere Jahre würden diesen Kraftwerken einerseits Investitionssicherheit in Kapazitäten geben, andererseits die Kapazitätsvorhaltung und Stromerzeugung preislich

voneinander trennen. Leistung ohne Erzeugung bereitzuhalten und nur dies zu bezahlen ist deutlich günstiger, als dies über den Umweg eines hohen Grenzstrompreises zu machen, denn dieser wird bei fossilen Kraftwerken von den Brennstoff- und Zertifikatskosten bestimmt, so dass die Bereithaltung von Leistung dann mit hohen Windfallprofits verbunden wäre (ähnlich, wie Kernkraftwerke von hohen Großhandelspreisen profitieren).

Für den in dieser Untersuchung betrachteten Zeitraum bis zum Jahr 2030 wurde daher implizit unterstellt, dass die in Tabelle 6-2 gezeigten durchschnittlichen vollen Stromgestehungskosten bei Berücksichtigung neuer Steinkohle- und Gaskraftwerke auch am Markt (mit ggf. geänderten Preisfindungsmechanismen) erzielt werden können. Dies würde eine methodische Untergrenze für den künftig anlegbaren Stromgroßhandelspreis darstellen.

Alle Strompreispfade für diese Untersuchung basieren auf den in Tabelle 6-1 dargestellten Stromgestehungsvollkosten. Für die in Kap. 6.2.3 zusätzlich dargestellte Ermittlung der *EEG-Differenzkosten* werden abweichend hiervon nach Tabelle 6-2 drei Strompreispfade ohne Verteilkosten Hochspannung (d. h. frei Kraftwerk) herangezogen. Es handelt sich um den Strompreispfad *Mäßig* (basiert auf Pfad B), den Strompreispfad *Deutlich* (basiert wegen der wirtschaftskrisenbedingt derzeit niedrigen Großhandelspreise²⁶ auf einem Übergang des Pfad B auf A bis etwa 2015) und den Strompreispfad *Volle externe Kosten* (Pfad E).

Die tägliche Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber gemäß der AusglMechV an Spotmarkt seit dem 1.1.2010 hat neue Verhältnisse für die EEG-Differenzkostenermittlung geschaffen. Die vor- und untertägige Vermarktung der EEG-Strommengen ermöglicht für das Jahr 2010 im Nachgang erstmals transparente Ergebnisse über den erzielbaren Marktwert des EEG-Stroms am Spotmarkt. Musste dieser in der Vergangenheit anhand durchschnittlicher Preise geschätzt werden, liegen Anfang 2011 die Vermarktungsdaten für ein ganzes Jahr vor. Daraus werden sich neue Erkenntnisse über die derzeitige Wertigkeit der jeweiligen EEG-Stromsparten ergeben, wobei der Spotmarktpreis durch den Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien stark beeinflusst wird (im Extremfall sind sogar negative Strompreise in bestimmten Stunden möglich). Die Rückwirkung dieser Entwicklungen am Spotmarkt auf die Stromterminmärkte und deren Preiserwartungen ist allerdings schwierig vorherzusagen, weil hierbei die Risikobereitschaft der Stromlieferanten (frühzeitige Absicherung der Strombezugspreise vs. Erwartung von unter dem Terminmarkt liegenden Spotmarktpreisen) relevant ist.

Für 2010 wurden von den ÜNB zur Ermittlung der Marktwertes von EEG-Strom folgende Korrekturfaktoren angesetzt: Windstrom erzielt 83% und Fotovoltaik 120% des durchschnittlichen Spotmarktpreises. Alle anderen Sparten wie Wasser, Biomasse und Geothermie erzielen demnach 100% des Spotmarktpreises [ÜNB 2009]. Diesem Ansatz wird in dieser Untersuchung bei der Ermittlung der *EEG-Differenzkosten* im Grundsatz gefolgt. Mit Blick auf die bisherigen Erfahrungen bei der Vermarktung des EEG-Stroms wurde allerdings der Wert für Windstrom mit 90% und Fotovoltaik mit 110% des durchschnittlichen Börsenpreises gewichtet. Somit liegt der durchschnittliche, mengengewichtete anlegbare Wert des EEG-Stromes (Tabelle 6-3) immer leicht (ca. 5%) unter den Werten nach Tabelle 6-2.

²⁶ Die niedrigere Stromnachfrage (im Jahr 2009 waren es 5% weniger als 2008) und Industrieproduktion führten zu einem größeren Angebot an CO₂-Zertifikaten. Deren Preis liegen dadurch deutlich niedriger als vor der Wirtschaftskrise, wodurch die Strompreise frei Kraftwerk auch niedriger liegen. Im Zuge der Nachfrageerholung sind kurzfristig entsprechende Preissteigerungen zu erwarten, wie die Stromfutures für 2011/12 bereits anzeigen. Im Durchschnitt werden Werte von über 5 ct/kWh erwartet mit steigender Tendenz.

Tabelle 6-2: Anlegbare Stromgroßhandelspreise zur Ermittlung der EEG-Differenzkosten²⁷

| | Strompreis "Mäßig" | Strompreis "Deutlich" | Volle externe Kosten |
|------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|
| | ct ₂₀₁₀ /kWh | | |
| 2010 | 4,3 | 4,3 | 10,0 |
| 2011 | 4,5 | 4,6 | 10,0 |
| 2012 | 4,7 | 4,8 | 10,0 |
| 2013 | 4,9 | 5,1 | 10,0 |
| 2014 | 5,0 | 5,3 | 10,0 |
| 2015 | 5,1 | 5,5 | 10,0 |
| 2016 | 5,2 | 5,7 | 10,0 |
| 2017 | 5,4 | 5,9 | 10,0 |
| 2018 | 5,6 | 6,3 | 10,0 |
| 2019 | 5,7 | 6,7 | 10,0 |
| 2020 | 5,9 | 7,0 | 10,0 |
| 2021 | 6,0 | 7,3 | 10,0 |
| 2022 | 6,1 | 7,5 | 10,0 |
| 2023 | 6,2 | 7,7 | 10,0 |
| 2024 | 6,4 | 8,0 | 10,0 |
| 2025 | 6,5 | 8,2 | 10,0 |
| 2026 | 6,6 | 8,5 | 10,0 |
| 2027 | 6,8 | 8,7 | 10,0 |
| 2028 | 6,9 | 8,9 | 10,0 |
| 2029 | 7,0 | 9,2 | 10,0 |
| 2030 | 7,1 | 9,4 | 10,0 |

Tabelle 6-3: Durchschnittlicher Wert des EEG-Stroms im Stromgroßhandel

| | Strompreisfad „Mäßig“ | Strompreisfad „Deutlich“ | Strompreisfad EK (externe Kosten) |
|-------------|--------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| | ct ₂₀₁₀ /kWh | | |
| 2010 | 4,2 | 4,2 | 9,7 |
| 2011 | 4,3 | 4,4 | 9,7 |
| 2012 | 4,6 | 4,7 | 9,7 |
| 2013 | 4,7 | 4,9 | 9,7 |
| 2014 | 4,8 | 5,1 | 9,7 |
| 2015 | 4,9 | 5,3 | 9,7 |
| 2016 | 5,1 | 5,5 | 9,7 |
| 2017 | 5,2 | 5,7 | 9,7 |
| 2018 | 5,4 | 6,1 | 9,7 |
| 2019 | 5,5 | 6,4 | 9,7 |
| 2020 | 5,7 | 6,8 | 9,7 |
| 2021 | 5,8 | 7,0 | 9,7 |
| 2022 | 5,9 | 7,2 | 9,6 |
| 2023 | 6,0 | 7,5 | 9,6 |
| 2024 | 6,1 | 7,7 | 9,6 |
| 2025 | 6,2 | 7,9 | 9,6 |
| 2026 | 6,4 | 8,1 | 9,6 |
| 2027 | 6,5 | 8,3 | 9,6 |
| 2028 | 6,6 | 8,6 | 9,6 |
| 2029 | 6,7 | 8,8 | 9,6 |
| 2030 | 6,8 | 9,0 | 9,6 |

²⁷ Abgeleitet auf Basis von Vollkosten nach Tabelle 6-1. Ohne Hinzurechnung vermiedener Netzentgelte der Hochspannung.

6.2.2 Systemanalytische Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien

6.2.2.1 Systemanalytische Differenzkosten der EE-Stromerzeugung

Die oben beschriebene große Bandbreite an zukünftig denkbaren Kostenentwicklungen fossiler und erneuerbarer Energien erlaubt eine umfassende Darstellung der durch die Einführung der EE entstehenden *systemanalytischen Differenzkosten* in Abhängigkeit der jeweiligen Preispfade für fossile Energien bzw. der daraus resultierenden und zum Vergleich herangezogenen Stromgestehungskosten des bestehenden bzw. zukünftigen konventionellen Kraftwerksparks. Dabei werden alle erneuerbaren Energien betrachtet, also auch solche, die im EEG kostenseitig nicht relevant sind, wie die große Wasserkraft. Die Kosten für die Bereithaltung konventioneller Kraftwerkskapazitäten oder Speicher zum kurzfristigen Ausgleich fluktuierender EE-Anlagen sind darin nicht berücksichtigt.

Der spartenspezifische Verlauf der *systemanalytischen Differenzkosten* der Stromerzeugung für das Basisszenario 2010 A bei Zugrundelegung des Preispfads A zeigt die Dominanz der Differenzkosten der Fotovoltaik. Im Jahr 2009 lagen diese bei 3,1 Mrd. €/a (Abbildung 6.10) und steigen weiterhin, bis sie um 2019 mit rund 8,3 Mrd. €/a ihren Höchstwert erreichen. Weitere nennenswerte Beträge erreichen derzeit die Windenergie mit 2,1 Mrd. €/a und die Biomasse (einschl. Biogas und Deponie- und Klärgas) mit 1,7 Mrd. €/a. Wird die gesamte Wasserkraft betrachtet, so „spart“ sie in 2009 rund 0,25 Mrd. €/a gegenüber dem anlegbaren Strompreis ein.

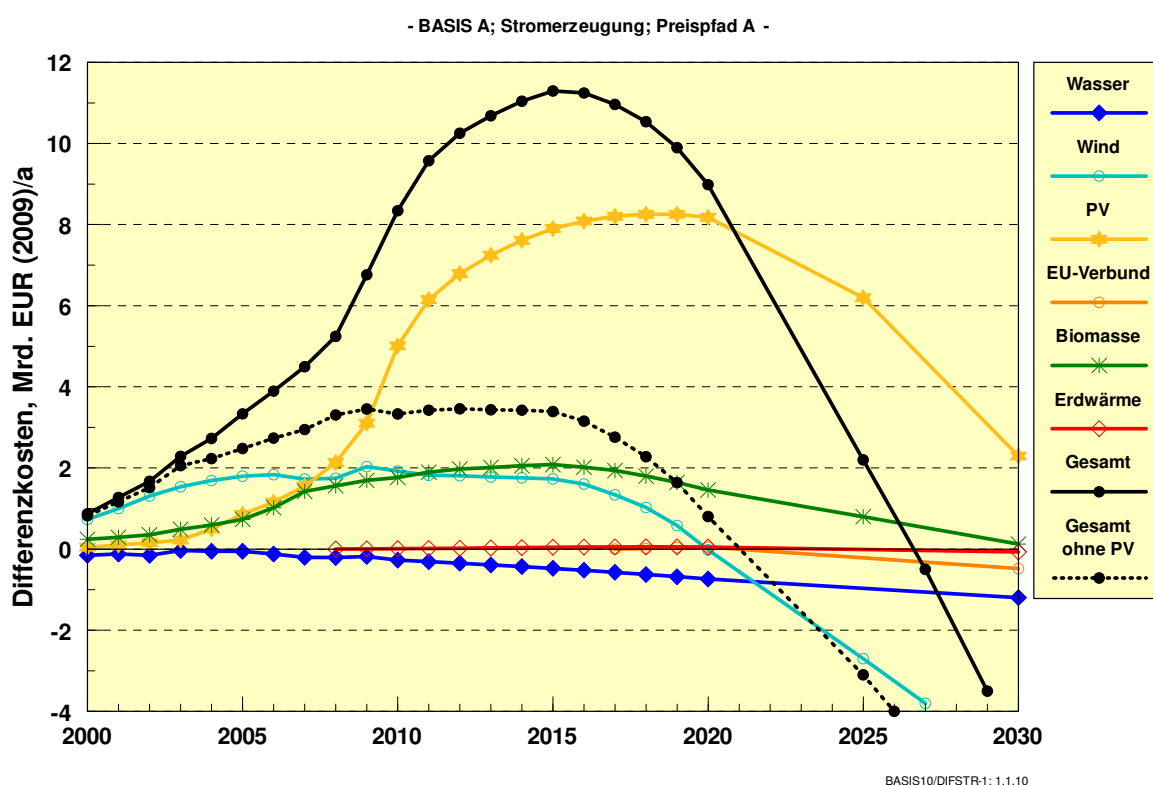


Abbildung 6.10: Spartenspezifischer Verlauf der systemanalytischen Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE im Basisszenario 2010 A beim Vergleich mit den anlegbaren Strompreisen gemäß Preispfad A

In der Summe steigen die *systemanalytischen Differenzkosten* aller EE-Sparten ohne Fotovoltaik (gestrichelte Linie in Abbildung 6.10) trotz weiteren starken Zuwachses nur noch gering auf insgesamt 3,5 Mrd. €/a in 2012, da die Unterschiede zwischen Gestehungskosten der entsprechenden EE-Anlagen und anlegbaren Preisen merklich geringer werden. Sie erreichen in der Summe um 2021 die Nulllinie. Bereits in 2030 reduzieren sie die Kosten der Stromerzeugung gegenüber einer konventionellen fossilen Stromerzeugung, deren Kosten dem Preispfad A folgen, um rund 7 Mrd. €/a. Sie tragen somit ab 2021 zur Kompensation der weiterhin hohen *systemanalytischen Differenzkosten* der Fotovoltaik bei, so dass die Summenkurve für alle EE zusammen (ausgezogene schwarze Linie) um 2027 ebenfalls die Nulllinie durchschreitet, obwohl die Differenzkosten der Fotovoltaik dann noch bei rund 5 Mrd. €/a liegen. Der starke Fotovoltaikausbau bewirkt jedoch insgesamt, dass die gesamten Differenzkosten des EE-Ausbaus von derzeit rund 6,8 Mrd. €/a in 2010 bereits auf rund 8,3 Mrd. €/a steigen. Das Wachstum setzt sich fort bis 2015 mit einem Maximum von 11,3 Mrd. €/a. Danach sinken sie jedoch wieder deutlich.

In Abbildung 6.11 sind die Differenzkosten des EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 A für den Preispfad A nach 10-Jahres-Abschnitten zusammengefasst, wobei für den ersten Abschnitt bis 2010 die negativen *systemanalytischen Differenzkosten* der Wasserkraft erst ab dem Jahr 2000 berücksichtigt werden, also eine Unterschätzung darstellen. Bis Ende 2010 sind insgesamt 41 Mrd. € an systemanalytischen Differenzkosten aufgelaufen. Daran war die Fotovoltaik mit 15 Mrd. € beteiligt. Bis 2020 werden weitere 105 Mrd. € entstehen, wovon auf die Fotovoltaik 77 Mrd. €, also mit 73%, der weitaus größte Anteil entfällt.

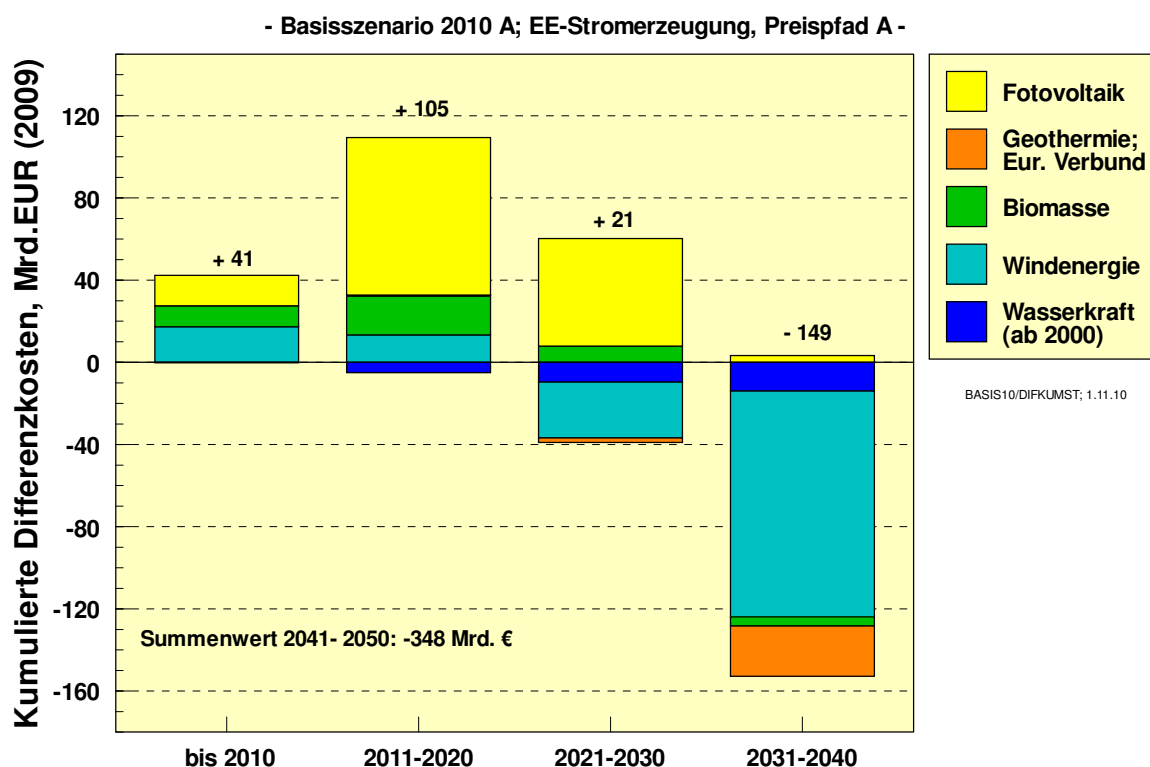


Abbildung 6.11: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte für den Preispfad A

Im Zeitabschnitt 2021 bis 2030 sind neben der Wasserkraft auch die *systemanalytischen Differenzkosten* für Wind, Geothermie und EE-Import negativ (insgesamt -39 Mrd. €), so dass die noch positiven *systemanalytischen Differenzkosten* von Biomasse und ein Teil der *systemanalytischen Differenzkosten* der Fotovoltaik kompensiert werden und ein Saldo von +21 Mrd. € verbleibt. Danach wachsen die Einspareffekte der EE-Stromerzeugung im Fall des Preispfads A enorm. In der Dekade 2031-2040 ersparen sie der Volkswirtschaft, gemessen am Preispfad A für fossile Energien, bereits 149 Mrd. €. Damit sind auch die bis 2030 aufgewandten *systemanalytischen Differenzkosten* von insgesamt 167 Mrd. € nahezu vollständig „zurückgezahlt“. Die Zeitperiode 2041 bis 2050 wäre dann unter den Annahmen des Preispfads A mit einer „Einsparung“ von 348 Mrd. € ein großer Gewinn für eine Volkswirtschaft, die andernfalls hohe fossile Energiekosten verkraften müsste (vgl. auch eingesparte Energieimporte in Kap. 6.2.4).

6.2.2.2 Abhängigkeit der systemanalytischen Differenzkosten von den Energiepreispfaden

Von großer Bedeutung für die volkswirtschaftliche Bewertung des EE-Ausbaus ist die Abhängigkeit der *systemanalytischen Differenzkosten* des EE-Ausbaus von den unterstellten Entwicklungen der Preise fossiler Energieträger und der anlegbaren Preise für Strom. Diese Abhängigkeit wird zunächst für die EE-Stromerzeugung ohne Fotovoltaik dargestellt (Abbildung 6.12). In den anschließenden Kapiteln erfolgt dann die Darstellung der Differenzkosten der Fotovoltaik sowie des gesamten EE-Mixes. Wie bereits aus Abbildung 6.10 ersichtlich, steigen im Fall des Preispfads A die *systemanalytischen Differenzkosten* des EE-Stroms nur noch geringfügig, um dann um das Jahr 2021 die Nulllinie zu durchschreiten. Auch beim Preispfad B ist tendenziell dieselbe Entwicklung sichtbar. Nach einem Maximum mit 3,9 Mrd. €/a um 2015 sinken die *systemanalytischen Differenzkosten* wieder, bis sie um das Jahr 2030 die Nulllinie erreichen. Bei sehr niedrigen anlegbaren Strompreisen (Pfad C) würde sich ein hohes Niveau der *systemanalytischen Differenzkosten* von ca. 4,6 Mrd. €/a bei dem angenommenen Wachstumspfad der EE im Basisszenario 2010 A einstellen und sich bis ca. 2030 halten. Erst kurz vor 2040 hätten die *systemanalytischen Differenzkosten* die Nulllinie erreicht.

Eine noch extremere Entwicklung nähme die Entwicklung bei real konstanten anlegbaren Strompreisen (Pfad D) mit einem stetigen Anstieg bis 2030 auf rund 7,5 Mrd. €/a um dann nur langsam zu sinken. Ein genau gegensätzliches Bild zeigt die Verknüpfung mit dem Preispfad E („Ökologische Vollkosten der fossilen Stromversorgung“). Müsste die fossile Strombereitstellung bereits heute die durch sie verursachten ökologischen Kosten durch Luftschadstoffe und insbesondere den zukünftigen Klimawandel voll berücksichtigen, so würde sich die durch den bisher erfolgten Ausbau der EE und erst recht durch den zukünftigen Ausbau erfolgte Entlastung der Volkswirtschaft auch in den negativen *systemanalytischen Differenzkosten* bemerkbar machen. Derzeit wäre dann die jetzige EE-Stromerzeugung (ohne Fotovoltaik) bereits um jährlich ca. 2 Mrd. €/a kostengünstiger. Dieser Betrag würde sich mit zunehmendem EE-Ausbau rasch steigern.

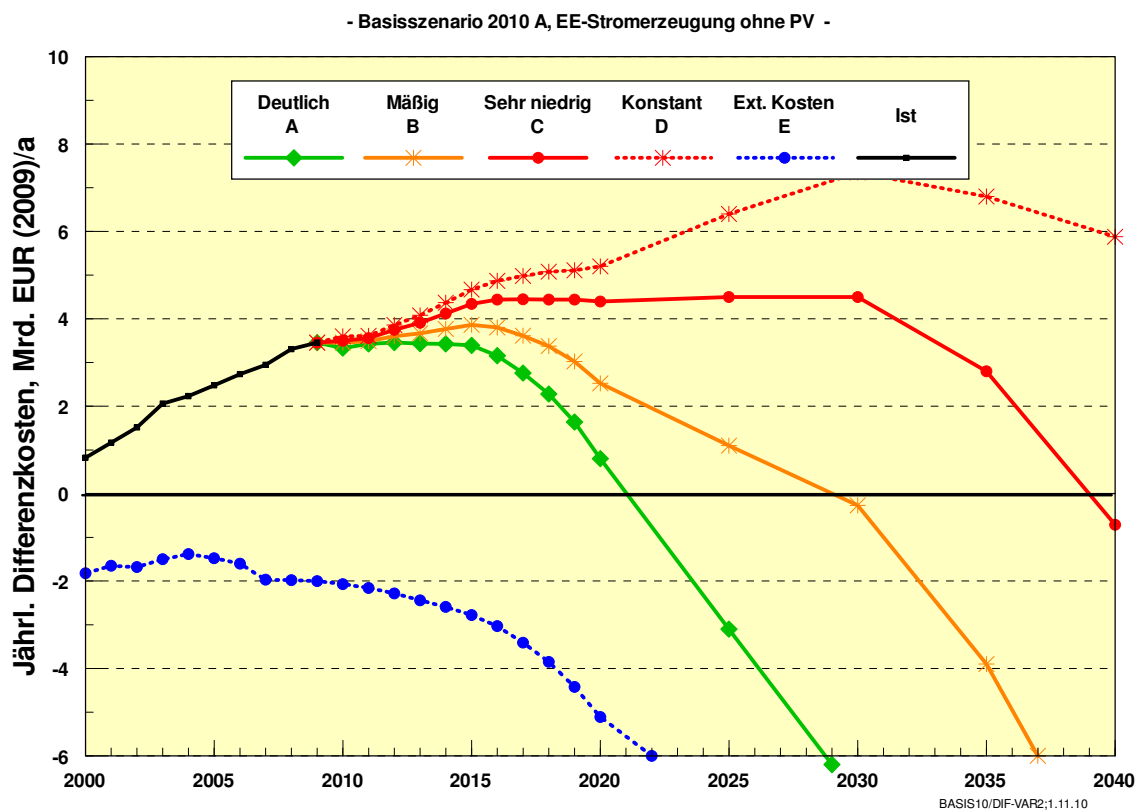


Abbildung 6.12: Systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich (ohne Fotovoltaik) für verschiedene Annahmen zu zukünftig anlegbaren Strompreisen

Kumuliert man die *systemanalytischen Differenzkosten* des EE-Ausbaus, so muss dies über einen längeren Zeitraum geschehen (Tabelle 6-4; EE ohne Fotovoltaik), um nicht zu falschen Schlussfolgerungen hinsichtlich ihrer Wirkungen auf die Volkswirtschaft zu kommen. Bis auf den Pfad E (volle Berücksichtigung externer Kosten) wachsen die kumulierten systemanalytischen Differenzkosten des EE-Ausbaus zunächst (dunkelgrau unterlegte Felder). Für den Pfad A endet diese Periode bereits um 2020, sie verschiebt sich in den anderen Pfaden nach hinten und ist im Extremfall D (konstante Preise für fossile Energieträger) auch 2050 noch nicht abgeschlossen. In der darauf folgenden Phase (hellgrau unterlegt) beginnt die Tilgung der erbrachten Vorleistungen. Für den Pfad A ist die volle Tilgung bereits kurz nach 2030 erreicht. Im Jahr 2040 beträgt das Saldo bereits 130 Mrd. € zugunsten der EE, im Jahr 2050 gut 450 Mrd. €. Für den Pfad B stellt sich ein positives Saldo zugunsten der EE erst nach 2045 ein, in 2050 beläuft es sich auf 125 Mrd. €. Für die Pfade C und D mit niedrigen bis keinen zukünftigen (realen) Preissteigerungen fossil erzeugten Stroms würden sich die *systemanalytischen Differenzkosten* auf ein hohes bis sehr hohes Niveau kumulieren und dieses Niveau auch noch in 2040 bzw. 2050 halten. Der ökologisch „korrekte“ Pfad E zeigt, welche Benachteiligungen den EE durch eine unvollständige Erfassung aller Schadenskosten entstehen.

Tabelle 6-4: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Basisszenario 2010 A (ohne Fotovoltaik) für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. €₂₀₀₉)

| Preispfade | A | B | C | D | E |
|------------|------|------|-----|-----|------|
| bis 2010 | 26 | 26 | 26 | 26 | -18 |
| bis 2020 | 54 | 61 | 67 | 72 | -50 |
| bis 2030 | 23 | 72 | 111 | 135 | -120 |
| bis 2040 | -130 | 22 | 131 | 202 | -281 |
| bis 2050 | -451 | -125 | 95 | 255 | -603 |

6.2.2.3 Systemanalytische Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus

Auch der aufwändige Ausbau der Fotovoltaik (siehe auch Abbildung 3.11) muss vor dem Hintergrund unterschiedlicher Strompreispfade betrachtet werden. Für das Jahr 2010 wird mit 8500 MW/a und 2011 mit 6000 MW/a Zubau gerechnet. Für die Zeit danach wird erwartet, dass sich der jährliche Zubau – u. a. wegen zurückgehender Betreiberrenditen aufgrund der Vergütungssatzabsenkung und weiteren Anpassungen im EEG 2012 – wieder reduziert und auf einem Niveau von etwa 2500 bis 3000 MW bis zum Jahr 2020 einpendelt. Damit sind im Jahr 2020 knapp 52 GW Fotovoltaik in Deutschland installiert. Das Ergebnis ist – zunächst in jährlich anfallenden *systemanalytischen Differenzkosten* – in Abbildung 6.13 dargestellt. Wegen des derzeit und in absehbarer Zukunft noch relativ hohen Unterschieds der Gestehungskosten der Fotovoltaik zu den anlegbaren Strompreisen (selbst im Fall des Pfades E) steigen die *systemanalytischen Differenzkosten* der Fotovoltaik²⁸ zunächst deutlich an und zeigen auch deutlich geringere Unterschiede zwischen den Preispfaden als die anderen EE.

Sie erreichen ein Maximum von 8,3 Mrd. €/a (Pfad A) bis 9,0 Mrd. €/a (Pfad C). Die Extremfälle Pfad D und Pfad E weichen mit 9,3 Mrd. €/a bzw. 6,9 Mrd. €/a nicht allzu weit nicht davon ab. Wegen der weiteren, stetigen Kostendegression der Fotovoltaik (Mittelwert in Deutschland in 2020: 13 ct/kWh_{el}; in 2030: 10,5 ct/kWh_{el} und in 2050: 9 ct/kWh_{el}) sinken aber danach die systemanalytischen Differenzkosten der Fotovoltaik trotz weiteren Zubaus deutlich. Im Fall des Pfades A bewirkt die Fotovoltaik frühestens 2035 keine *systemanalytischen Differenzkosten* mehr. Dieser Schnittpunkt verschiebt sich für den Pfad C bis nach 2050.

Entsprechend fallen auch die kumulierten *systemanalytischen Differenzkosten* der Fotovoltaik (Tabelle 6-5) aus. Im Pfad A steigen sie bis 2040 auf 147 Mrd. € und belaufen sich auch in 2050 noch auf 121 Mrd. €. Auch in Pfad B wird noch in 2040 das Maximum erreicht, allerdings mit 174 Mrd. € auf einem höheren Niveau. Auch beim Preispfad E würden die kumulierten *systemanalytischen Differenzkosten* des Fotovoltaikausbaupfades im Basisszenario 2010 noch auf 121 Mrd. € auflaufen.

²⁸ Hier wird Fotovoltaikstrom mit den anlegbaren Strompreisen gemäß Tabelle 6-1 bewertet. Nach Erreichen der sog. „Netzparität“ kann der Teil des Fotovoltaikstroms, der zeitgleich mit der Erzeugung verbraucht werden kann, mit den Strombezugskosten auf der Niederspannungsebene verglichen werden. Dadurch können sich die errechneten Differenzkosten beträchtlich reduzieren.

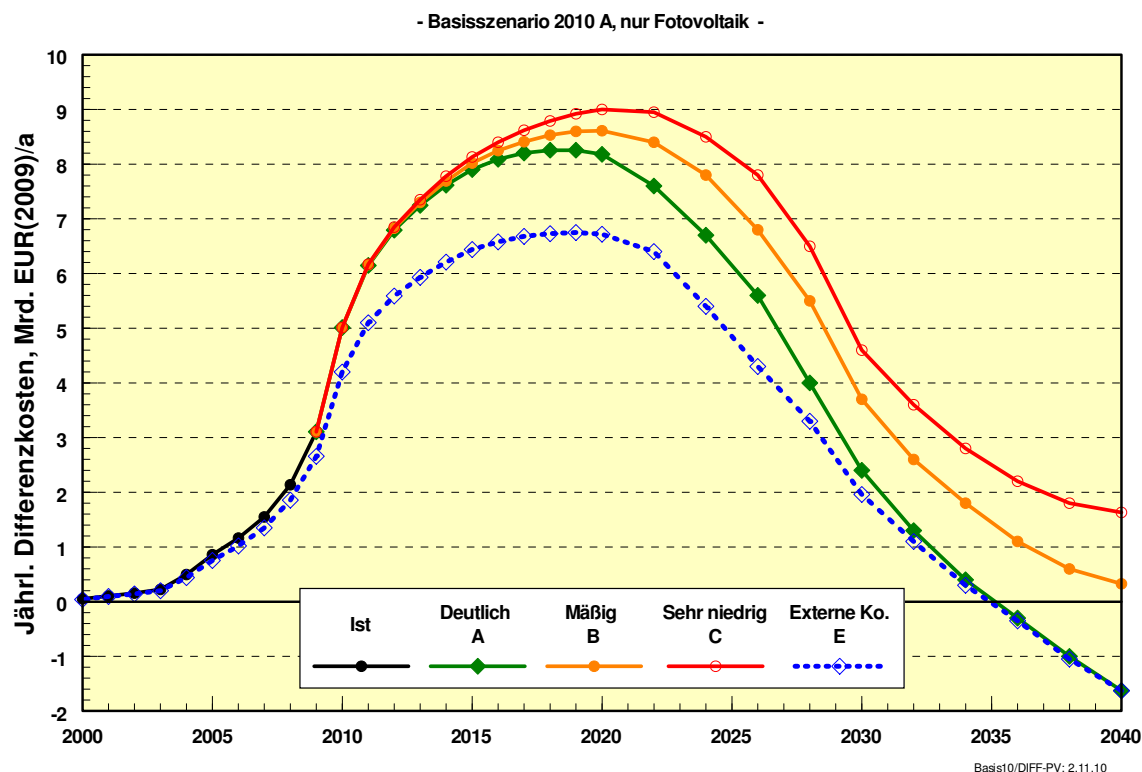


Abbildung 6.13: Jährlich anfallende systemanalytische Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus gemäß Basisszenario 2010 für verschiedene Annahmen zu zukünftig anlegbaren Strompreisen

Betrachtet man nur die bis Ende 2010 errichteten Fotovoltaikanlagen (insgesamt rund 18,5 GW), so kumulieren sich die auflaufenden *systemanalytischen Differenzkosten* bis 2010 auf 15 Mrd. €, bis 2020 auf 63 Mrd. € und bis zum Ende ihrer Nutzungsdauer um 2030 auf rund 83 Mrd. €, wenn der Preispfad A zugrunde gelegt wird. Die vergleichbaren Zahlen für den Pfad B fallen mit 65 Mrd. € für 2020 und 87 Mrd. € für 2030 nicht wesentlich höher aus.

Tabelle 6-5: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus gemäß Basisszenario 2010 A für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. €₂₀₀₉)

| Preispfade | A | B | C | D | E |
|------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| bis 2010 | 15 | 15 | 15 | 15 | 13 |
| bis 2020 | 92 | 93 | 95 | 96 | 76 |
| bis 2030 | 144 | 154 | 163 | 167 | 119 |
| bis 2040 | 147 | 174 | 194 | 210 | 121 |
| bis 2050 | 121 | 171 | 205 | 229 | 94 |

Diese beträchtlichen Beträge legen es nahe, den bisher in Deutschland durch das EEG erfolgreich induzierten Ausbau der Fotovoltaik – der eine wesentliche Voraussetzung für die Etablierung der deutschen Fotovoltaikindustrie war – nicht mehr mit den Zuwachsraten der letzten Jahre weiterzuführen, sondern durch eine deutliche Reduktion der Einspeisevergütungen das deutsche Marktvolumen zu drosseln. Dies ist inzwischen mit

Wirkung vom 1. Juli geschehen und wird in einer 2. Stufe zum 1.Okt. weitergeführt. Dadurch wächst die Notwendigkeit, das derzeitige starke Marktungleichgewicht (in 2009 wurden rund 40% der weltweit zugebauten PV-Leistung in Deutschland installiert) durch die beschleunigte Ausweitung anderer, vom Strahlungsangebot her günstigerer Märkte auszugleichen. Damit kommt die ursprüngliche Intention des EEG, den Aufbau der deutschen PV-Industrie durch die Etablierung des heimischen Marktes nur soweit zu unterstützen wie es für ein erfolgreiches Bestehen auf den Weltmärkten erforderlich ist, wieder besser zu Ausdruck. Außerdem könnte durch eine erhebliche Beteiligung der deutschen PV-Industrie am wachsenden Weltmarkt die aufgewandten Vorleistungen durch entsprechende Exporterfolge rascher kompensiert werden. Wird die mögliche Kostendegression auf dem Weltmarkt weitergeführt, so spricht aus ökonomischer Sicht nichts dagegen, zu einem späteren Zeitpunkt – also bei nur noch geringen oder überhaupt keinen Kostenunterschieden zum allgemeinen Strompreisniveau – auch in Deutschland den Fotovoltaikmarkt wieder auszuweiten.

6.2.2.4 Zusammenfassung der *systemanalytischen Differenzkosten* im Stromsektor

Werden alle stromerzeugenden EE-Anlagen zusammengeführt, so ergibt sich für die jährlich anfallenden *systemanalytischen Differenzkosten* das in Abbildung 6.14 und Tabelle 6-6 dargestellte Bild. Eine Preisentwicklung gemäß Pfad A führt zu *systemanalytischen Differenzkosten* (vgl. auch Abbildung 6.10) von maximal 11,3 Mrd. €/a in 2015 und erreichen um 2027 die Nulllinie. Im Jahr 2040 (Tabelle 6-6) sind die Vorleistungen auch unter Einschluss der Fotovoltaik nahezu getilgt. Für den Pfad B dauert die Tilgung bis kurz nach 2050. Im Pfad A werden im Jahrzehnt 2041 - 2050 die Energiekosten gegenüber einer fossilen Stromversorgung bereits um 330 Mrd. € verbilligt.

Auch unter Einbeziehung der Fotovoltaik zeigt sich am Beispiel des Pfades E die eindeutige ökologische Vorteilhaftigkeit des EE-Ausbaus. Die *systemanalytischen Differenzkosten* würden nur kurzfristig über das Nullniveau steigen und erreichten maximal 3,5 Mrd. €/a. Die hohen kumulierten negativen *systemanalytischen Differenzkosten* dieses Pfades zeigen deutlich, welcher „Schaden“ der Volkswirtschaft durch die noch sehr unzulängliche Internalisierung der Kosten eines verschleppten Klimaschutzes entstehen.²⁹

²⁹ Unterstellt ist dabei, dass auch international eine ambitionierte Klimapolitik betrieben wird und somit das hier unterstellte Preisniveau für fossile Energieträger einschließlich CO₂-Kosten eine internationale Entwicklung widerspiegelt.

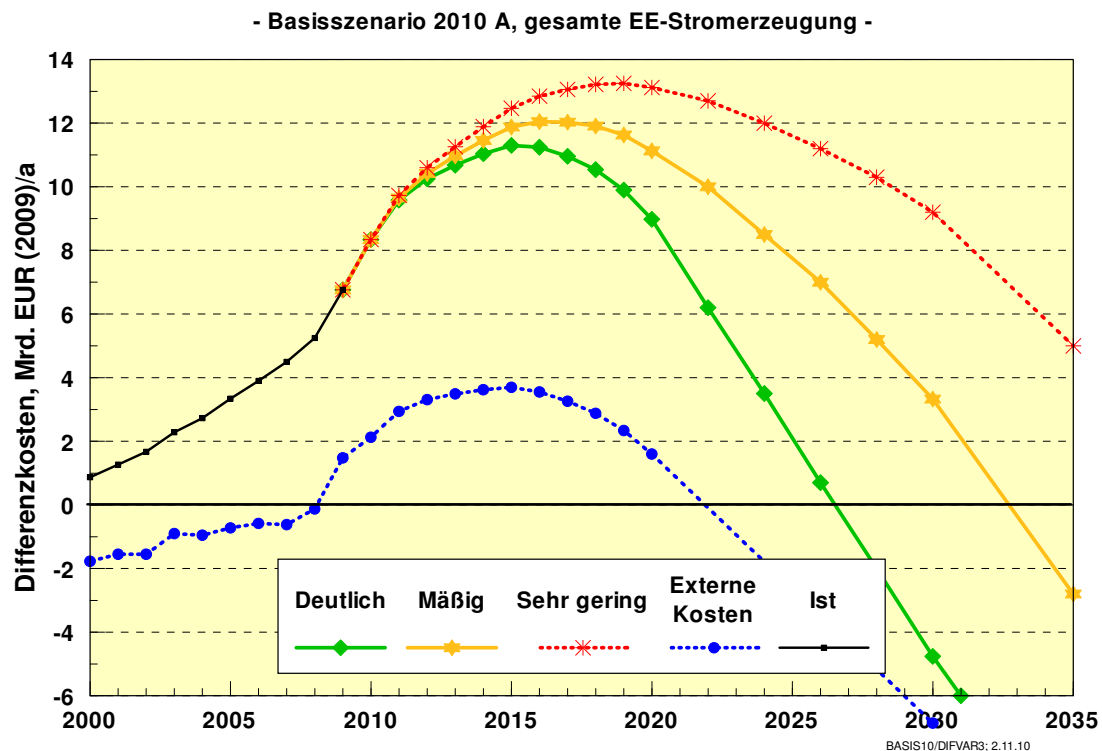


Abbildung 6.14: Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Strombereich für verschiedene Annahmen zu den zukünftigen anlegbaren Strompreisen

Tendieren die zukünftig anlegbaren Strompreise dagegen in Richtung Pfad C (oder gar Pfad D) würden die *systemanalytischen Differenzkosten* beträchtliche Ausmaße annehmen. In Pfad C steigen die kumulierten Werte bis 2040 auf 325 Mrd. €, um erst danach wieder leicht abzunehmen. Im Extremfall (Pfad D) würden die *systemanalytischen Differenzkosten* bis 2050 sogar auf 484 Mrd. € auflaufen. Hält man die dahinterliegenden Kosten- und Preisrelationen für angemessen (vgl. [EP 2010]; teilweise auch die Werte der Szenarien zum Energiekonzept 2010), so kommt man hinsichtlich der Angemessenheit eines EE-Ausbaus zu deutlich anderen Schlussfolgerungen als im Fall der für die Basisszenarien unterstellten Relationen. Eine derartige Entwicklung entspricht aber in der Praxis einem weitgehenden Versagen der Energie- und Klimaschutzpolitik, weil anfallende externe Kosten durch unzulängliche Instrumente nicht in ausreichendem Maß internalisiert würden. Die kumulierten *systemanalytischen Differenzkosten* des Pfades E zeigen, dass in der betriebswirtschaftlichen Praxis hohe externe Kosten der fossilen Stromerzeugung bisher und auch in näherer Zukunft unberücksichtigt bleiben und damit ein rasches und erfolgreiches Einschwenken auf einen wirksamen Klimaschutzpfad beträchtlich erschweren.

Aber auch unter dem Gesichtspunkt eines wirksamen Klimaschutzes, wie er dem Pfad A entspricht, ist es erforderlich die volkswirtschaftlichen Wirkungen des EE-Ausbaus bis mindestens 2040 zu betrachten, um nicht zu vorschnellen Aussagen hinsichtlich der vermeintlich zu hohen Belastungen der Volkswirtschaft zu kommen.

Tabelle 6-6: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Basisszenario 2010 für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. €₂₀₀₉)

| Preispfade | A | B | C | D | E |
|------------|------|-----|-----|-----|------|
| bis 2010 | 41 | 41 | 41 | 41 | -5 |
| bis 2020 | 146 | 154 | 162 | 168 | 26 |
| bis 2030 | 167 | 226 | 274 | 302 | -1 |
| bis 2040 | 17 | 196 | 325 | 412 | -160 |
| bis 2050 | -330 | 46 | 300 | 484 | -509 |

6.2.2.5 Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus

Auch der Ausbau der EE im Wärme- und Kraftstoffsektor verursachen derzeit noch *systemanalytische Differenzkosten*. Diese werden abschließend den *systemanalytischen Differenzkosten* der EE-Stromversorgung gegenübergestellt (Abbildung 6.15). Summiert über alle Sektoren beliefen sich die *systemanalytischen Differenzkosten* des EE-Ausbaus im Jahr 2009 auf rund 11 Mrd. €/a. Davon entstammen 64% der Stromversorgung. Die *systemanalytischen Differenzkosten* der EE-Stromerzeugung stellen also den bedeutendsten Beitrag des gesamten EE-Ausbaus dar. Grund dafür sind die *systemanalytischen Differenzkosten* der Fotovoltaik (vgl. Linie „Strom ohne PV“). Die gesamten *systemanalytischen Differenzkosten* steigen bei einer Preisentwicklung entsprechend Pfad A noch auf ein Maximum von 15,1 Mrd. €/a im Jahr 2015; davon 11,3 Mrd. €/a für den Stromsektor, 2,7 Mrd. €/a für den Wärmesektor und 1,1 Mrd. €/a für den Kraftstoffsektor.

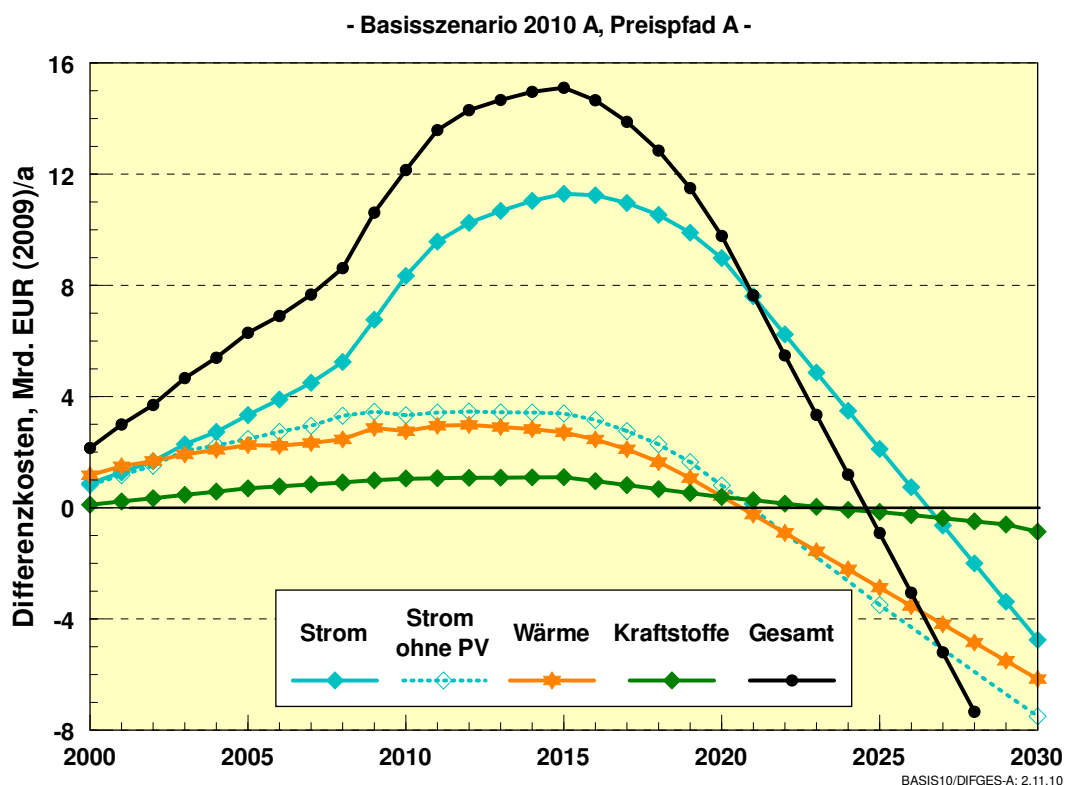


Abbildung 6.15: Jährliche systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 für anlegbare Preise gemäß Preispfad A

Bereits um das Jahr 2025 entstehen keine *systemanalytischen Differenzkosten* mehr. Die dann noch im Stromsektor auftretenden positiven *systemanalytischen Differenzkosten* werden durch die bereits negativen *systemanalytischen Differenzkosten* bei der Wärmeversorgung und bei den Kraftstoffen kompensiert. EE decken zu diesem Zeitpunkt bereits rund 25% des gesamten Endenergieverbrauchs. Die danach eintretenden negativen *systemanalytischen Differenzkosten* bedeuten, dass die EE nach diesem Zeitpunkt das Preisniveau der Energieversorgung stabilisieren, das gemäß den Annahmen des Preispfads A ansonsten stetig weiter steigen würde.

In Abbildung 6.16 sind die *systemanalytischen Differenzkosten* des gesamten EE-Ausbaus nach 10-Jahres-Abschnitten für den Preispfad A zusammengefasst (vgl. Abbildung 6.11 für EE-Strom allein). Bis 2010 sind für den gesamten EE-Ausbau rund 71 Mrd. € aufgelaufen, wenn gegen die bisherigen anlegbaren Strom-, Wärme- und Kraftstoffpreise verglichen wird.

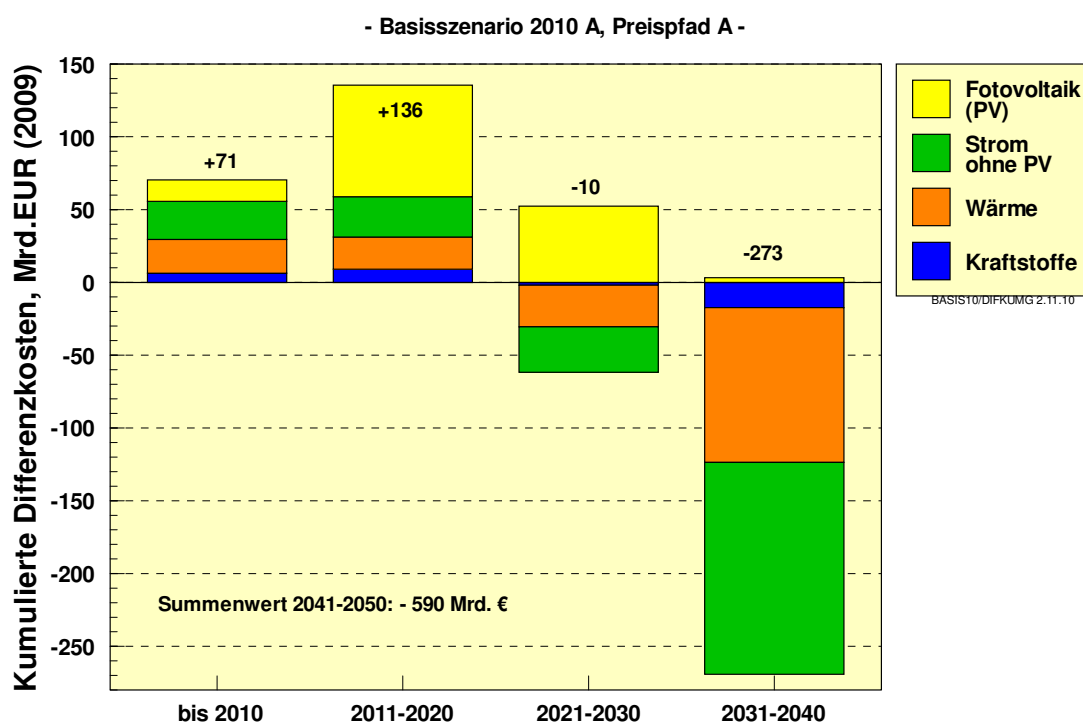


Abbildung 6.16: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der gesamten Energiebereitstellung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte gemäß Preispfad A

Addiert man die folgenden 10-Jahresblöcke hinzu, so zeigt sich, dass bis 2020 die kumulierten *systemanalytischen Differenzkosten* auf 207 Mrd. € steigen. Bis 2030 verringern sich die kumulierten Werte bereits wieder leicht auf 197 Mrd. €. Ende 2040 liegt der kumulierte Wert der *systemanalytischen Differenzkosten* aller EE-Technologien mit -76 Mrd. € bereits im negativen Bereich. Zur Jahrhundertmitte hat dann die Versorgung mit Energien aus EE der Volkswirtschaft bereits rund 665 Mrd. € gegenüber der Weiterführung einer fossilen Energieversorgung eingespart (vgl. auch Tabelle 6-7).

Legt man Preissteigerungen gemäß Preispfad B zugrunde (Abbildung 6.17), so liegen die systemanalytischen Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus mit maximal 16,2 Mrd. €/a im Jahr 2017 nur gering über denen des Pfads A, der Schnittpunkt mit der Nulllinie liegt im Jahr 2032. Würden nur sehr geringe bis gar keine Preisanstiege auftreten (Pfade C und D)

stiegen die Maxima auf 20 Mrd. € (Pfad C im Jahr 2020) bzw. auf 22 Mrd. € (Pfad D im Jahr 2024) und würden sich danach nur relativ langsam verringern. Die Schnittpunkte mit der Nulllinie verschoben sich entsprechend deutlich (Pfad C im Jahr 2043; Pfad D erst nach 2050).³⁰

Tabelle 6-7 fasst die Ergebnisse der Differenzkostenberechnungen für den gesamten EE-Ausbau in kumulierter Form nochmals zusammen. Die Angaben zeigen, dass sich bei einem mäßigen Preisanstieg nach Pfad B die volkswirtschaftliche Neutralität der systemanalytischen Differenzkosten erst knapp nach 2050 einstellt (Saldo 19 Mrd. € im Jahr 2050). Für die Preispfade C (sehr niedriger Anstieg) und D (real konstante Energiepreise) würden die kumulierten Differenzkosten beträchtliche Werte annehmen. Bei Pfad D wäre sogar im Jahrzehnt 2040 bis 2050 noch ein Anstieg zu verzeichnen. Beharrte man also auf dem Postulat nicht oder kaum steigender Energiepreise über Jahrzehnte hinweg, würde die konsequente ökonomische Schlussfolgerung lauten, die erneuerbaren Energien nicht auszubauen.

Im Gegensatz dazu zeigt Pfad E (Berücksichtigung externer Kosten), dass der gesamte EE-Ausbau (einschließlich des deutlichen Ausbaus der Fotovoltaik) über den gesamten Zeitraum hinweg eine volkswirtschaftlich positive Wirkung hat. Angesichts der durch den Klimawandel zu erwartenden Schäden bzw. Kosten würde also eine Blockade oder eine deutliche Verzögerung des EE-Ausbaus ein fatales Marktversagen darstellen mit erheblichen negativen Konsequenzen für die Volkswirtschaft. Die Ergebnisse in Tabelle 6-7 zeigen nochmals eindrücklich die große Bedeutung der zukünftig sich einstellenden Preisentwicklung fossiler Brennstoffe für die energiepolitische Bewertung des EE-Ausbaus.

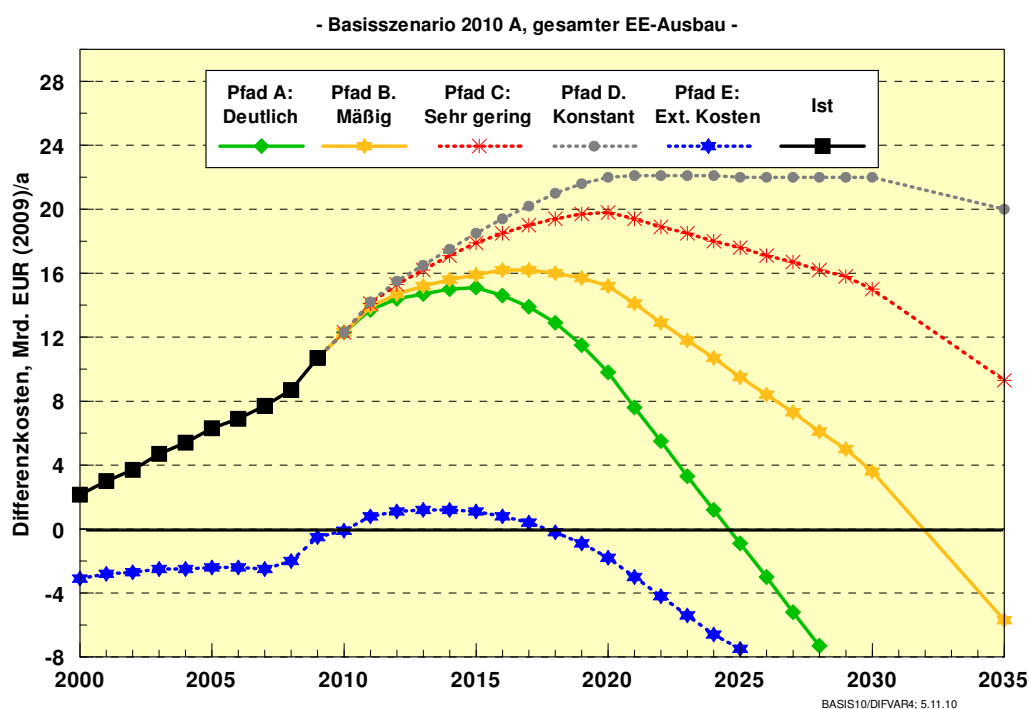


Abbildung 6.17: Systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 A für verschiedene Annahmen zu den zukünftig anlegbaren Energiepreisen (Preispfade A bis E)

³⁰ Detaillierte Angaben der systemanalytischen Differenzkosten findet man im Datenanhang I in diesem Bericht.

Tabelle 6-7: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus gemäß Basisszenario 2010 für fünf unterschiedliche Pfade der anlegbaren Energiepreise (Mrd. €₂₀₀₉)

| Preispfade | A | B | C | D | E |
|------------|------|-----|-----|-----|------|
| bis 2010 | 71 | 71 | 71 | 71 | -23 |
| bis 2020 | 207 | 226 | 248 | 257 | -19 |
| bis 2030 | 197 | 321 | 424 | 477 | -96 |
| bis 2040 | -76 | 264 | 517 | 677 | -380 |
| bis 2050 | -665 | 19 | 495 | 850 | -970 |

Der Vorteil einer langfristig angelegten Transformationsstrategie der Energieversorgung in Richtung EE-Ausbau (begleitet von einer wirksamen Effizienzstrategie) zeichnet sich heute bereits ab. Neue Arbeitsplätze in innovativen Wachstumsbranchen wurden geschaffen, die Wettbewerbschancen der einschlägigen deutschen Unternehmen auf dem Weltmarkt sind ausgezeichnet. Geht man von Preisanstiegen entsprechend Pfad A aus, zeigen sich ihre positiven ökonomischen Wirkungen vollständig ab etwa 2025. Zu diesem Zeitpunkt treten im Mittel keine *systemanalytischen Differenzkosten* mehr auf (bei Wind und Wärme (Mittelwert) bereits um 2020). Ab diesem Zeitpunkt werden der Volkswirtschaft durch die Nutzung der EE Aufwendungen erspart, die andernfalls für die zusätzliche Versorgung mit fossilen Energien aufgewandt werden müssten.

Auf diese Weise erfolgt die „Tilgung“ der bis dahin aufgewandten Vorleistungen, die kurz vor 2040 (Preispfad A, siehe Abbildung 6.16) abgeschlossen ist. Der Verlauf der *systemanalytischen Differenzkosten* zeigt, dass der Ausbau der EE (und in ähnlicher Weise eine Strategie der verstärkten Effizienz, deren monetäre Wirkung hier nicht betrachtet wurde) dafür sorgt, dass – abgesehen von ihrer ökologischen Vorteilhaftigkeit – die zukünftige Versorgung mit Energien überhaupt noch zu erschwinglichen Kosten zur Verfügung gestellt werden kann.

6.2.3 Kostenwirkungen des EEG auf Stromabnehmer

Obwohl die in Abschnitt 6.2.2 gezeigte systemanalytische Betrachtung zur ganzheitlichen Kostenbeurteilung des EE-Ausbaus angemessener ist, stehen in der politischen Diskussion zu den Erneuerbaren im Strombereich die *EEG-Differenzkosten* bzw. die daraus abgeleitete *EEG-Umlage* im Fokus. Deren Höhe wird maßgeblich vom tatsächlichen Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere im Hinblick auf den derzeit unerwartet hohen Zubau bei der Fotovoltaik, beeinflusst. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung, der bereits erfolgten Veränderungen der Vergütungsregelungen der Fotovoltaik und der seit 2010 geltenden EEG-Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) wurde im Rahmen dieses Vorhabens bereits im Sommer 2010 eine detaillierte Studie zur Entwicklung von EEG-Vergütungszahlungen, *EEG-Differenzkosten* und *EEG-Umlage* vorgelegt [BMU 2010a]. Unter Berücksichtigung der jüngsten Entwicklungen und Erkenntnisse wurden diese Ergeb-

nisse hier aktualisiert³¹. Eine ausführliche Darstellung der methodischen Vorgehensweise findet sich im Ausgangsbericht.

Im Basisszenario 2010 steigt die EEG-Stromproduktion³² von rund 103 TWh (2010) auf rund 220 TWh (2020) bzw. rund 320 TWh im Jahr 2030. Damit erreicht die Stromerzeugung aus EE im Jahr 2020 einen Anteil von rund 40% am Bruttostromverbrauch und übertrifft damit das ursprüngliche Ziel des EEG von mindestens 30% deutlich. Im Jahr 2030 werden es rund 65% sein. Getrieben wird der höhere Zubau auch von deutlich höheren Zubauerwartungen bei der Fotovoltaik. Für das Jahr 2010 wird mit 8500 MW/a und 2011 mit 6000 MW/a gerechnet. Für die Zeit danach wird erwartet, dass sich der jährliche Zubau – u. a. wegen zurückgehender Betreiberrenditen aufgrund der Vergütungssatzabsenkung und weiteren Anpassungen im EEG 2012 – wieder reduziert und auf einem Niveau von etwa 2500 bis 3000 MW bis zum Jahr 2020 einpendelt. Damit sind im Jahr 2020 knapp 52 GW Fotovoltaik in Deutschland installiert.

In den Kostenberechnungen wird unterstellt, dass EEG-Anlagenbetreiber so lange auf den gesetzlich garantierten EEG-Vergütungsanspruch zurückgreifen werden, so lange die EEG-Vergütungssätze deutlich über den durchschnittlichen Stromgroßhandelspreisen liegen.³³ Bei einer Umkehrung der Verhältnisse mit deutlich über dem EEG-Vergütungssatz liegenden Stromgroßhandelspreisen ist aus rationalen Gründen zu erwarten, dass EEG-Anlagenbetreiber ihren Strom zu diesem höheren Preis vermarkten wollen, um höhere Erlöse zu erzielen. Diese Annahme führt zunächst zu einem weiteren Anstieg der **EEG-Vergütungszahlungen** von rund 13 Mrd. € (2010) auf einen Höchstwert im Bereich von etwa 22 Mrd. € (2020). Durch das nach dem Jahr 2020 erwartete verstärkte Ausscheiden von Anlagen aus der EEG-Vergütung in Folge bis dahin gestiegener Stromgroßhandelspreise, fallen die EEG-Vergütungszahlungen wieder ab, je nach Preispfad (vgl. Tabelle 6-2) auf rund 8 bis 14 Mrd. € im Jahr 2030.

Für die Stromverbraucher noch wichtiger als die Vergütungszahlungen sind die **EEG-Differenzkosten**. Hierbei wird berücksichtigt, dass der vergütete EEG-Strom aus EE ansonsten konventionell zu Marktpreisen hätte beschafft werden müssen, was derzeit noch preisgünstiger ist. Die schon in der Vergangenheit und – nach einem wirtschaftskrisenbedingten Nachfragerückgang – künftig aufgrund steigender Brennstoff- und CO₂-Kosten wieder ansteigenden Stromgroßhandelspreise (vgl. Kapitel 6.2.1), verringern die Differenz zur durchschnittlichen EEG-Vergütung. Demnach steigen die *EEG-Differenzkosten* bis Mitte des nächsten Jahrzehnts von rund 10 Mrd. € (2010)³⁴ nur noch moderat bis auf ein Maximum

³¹ Es wurden die nach EEG 2009 geltenden Vergütungsregelungen bis 2030 fortgeschrieben. Hierbei wurden die vom Bundestag im Sommer 2010 beschlossenen Anpassungen bei den PV-Vergütungssätzen bereits berücksichtigt.

³² Ohne biogene Anteile des Mülls, ohne EE-Stromimporte.

³³ Zu den Annahmen bzgl. des Ausscheidens von EEG-Anlagen nach Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle siehe die Ausführungen im Ausgangsbericht [BMU 2010a], S. 34 ff

³⁴ Diese modellgestützte Abschätzung liegt etwa 2 Mrd. € höher als die Schätzung, die die vier Übertragungsnetzbetreiber im Oktober 2009 für das Jahr 2010 vorgelegt hatten (8,2 Mrd. €). Während nach dem Berechnungsverfahren lt. AusglMechV Korrekturzahlungen in den nächsten zwei Folgejahren verbucht werden, weist die in dieser Studie verwendete Kalkulation die Differenzkosten direkt jahresscharf zu. Im Ergebnis ergeben sich sehr ähnliche Werte: So betrug die von den ÜNB dem Jahr 2011 zugerechnete Nachzahlung aus den ersten drei Quartalen 2010 bereits etwa 1,3 Mrd. Euro (zu den ÜNB-Abschätzungen vgl. www.eeg-kwk.net).

von etwa 12 Mrd. € (2015/2016) an³⁵. Sie sinken anschließend bis zum Jahr 2030 voraussichtlich auf Werte zwischen 1 Mrd. € (Preispfad A) bis 3 Mrd. € (Preispfad B) ab. Die in diesem Zeitraum kumulierten *EEG-Differenzkosten* (je nach Preispfad 170 bis 200 Mrd. €) werden dabei zu 50% von der Fotovoltaik bestimmt. Bei Anlegen eines Stromgroßhandelspreises, der für konventionelle Kraftwerke die vollen externen Kosten berücksichtigen würde, lägen die *EEG-Differenzkosten* die nächsten 10 Jahre im Bereich von 5 bis 6 Mrd. € und würden anschließend bis zum Jahr 2030 auf rund 1 Mrd. € zurückgehen.

Für die nicht durch die Besondere Ausgleichsregelung (§ 40 ff EEG) privilegierten Stromverbraucher ist demnach zu erwarten, dass ihre **EEG-Umlage** von 2,4 ct/kWh (2010) noch bis zur Mitte des Jahrzehnts steigt (Maximum etwa 3,2 ct/kWh, ohne Nachholungen) und danach wieder zurück geht (vgl. Abbildung 6.18). Die monatlichen EEG-bedingten Kosten für einen Referenzhaushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh steigen somit von rund 7 € (2010) auf rund 9 € bis Mitte dieses Jahrzehnts an. Im Jahr 2020 sind noch zwischen 7,0 und 8,5 € und im Jahr 2030 nur noch rund 1 bis 2 € zu erwarten.

Die hier ermittelten Verläufe der EEG-Differenzkosten sind allerdings – wie die Vergangenheit deutlich gezeigt hat – von der tatsächlichen Entwicklung des EE-Ausbaus und Spotmarkt-Strompreisen an der Börse abhängig. Die Berechnungen gehen von den aktuell im EEG bzw. den zugehörigen Verordnungen festgelegten Regelungen aus. Als einzige Ausnahme wird lediglich unterstellt, dass die künftige Inanspruchnahme von § 37 EEG (gänzliche Befreiung von EEG-Umlage für Stromlieferanten, die mehr als 50% Strom aus EEG-vergütungsberechtigten Anlagen liefern, sog. „Grünstromprivileg“) spätestens im Zuge der EEG-Neufassung 2012 deutlich eingeschränkt wird. Ansonsten könnte die EEG-Umlage durch eine massive Reduzierung der für die EEG-Umlage bedeutsamen Letztverbraucher-*menge* auch unabhängig vom EE-Zubau deutlich ansteigen.³⁶

³⁵ Dies entspricht dem von den ÜNB bereits für 2011 ermittelten Wert (ohne Nachzahlung für 2009, vgl. vorausgehende Fußnote). Anders als in der Mittelfristprognose der ÜNB für die Jahre 2012 bis 2015 (vgl. www.eeg-kwk.net) wird hier für die Folgejahre von keinem nennenswerten weiteren Anstieg der Differenzkosten ausgegangen; insbesondere aufgrund deutlich niedrigerer Annahmen bzgl. des erwarteten PV-Ausbaus.

³⁶ Hiervon gehen u.a. die ÜNB in ihren Prognosen zur Entwicklung der EEG-Umlage bis 2015 aus. Auf die systemischen Zusammenhänge zwischen EEG-Umlage, Direktvermarktung und Letztverbrauch kann an dieser Stelle aber nicht weiter eingegangen werden; hierzu wird u.a. der Anfang 2011 erwartete EEG-Erfahrungsbericht näher eingehen.

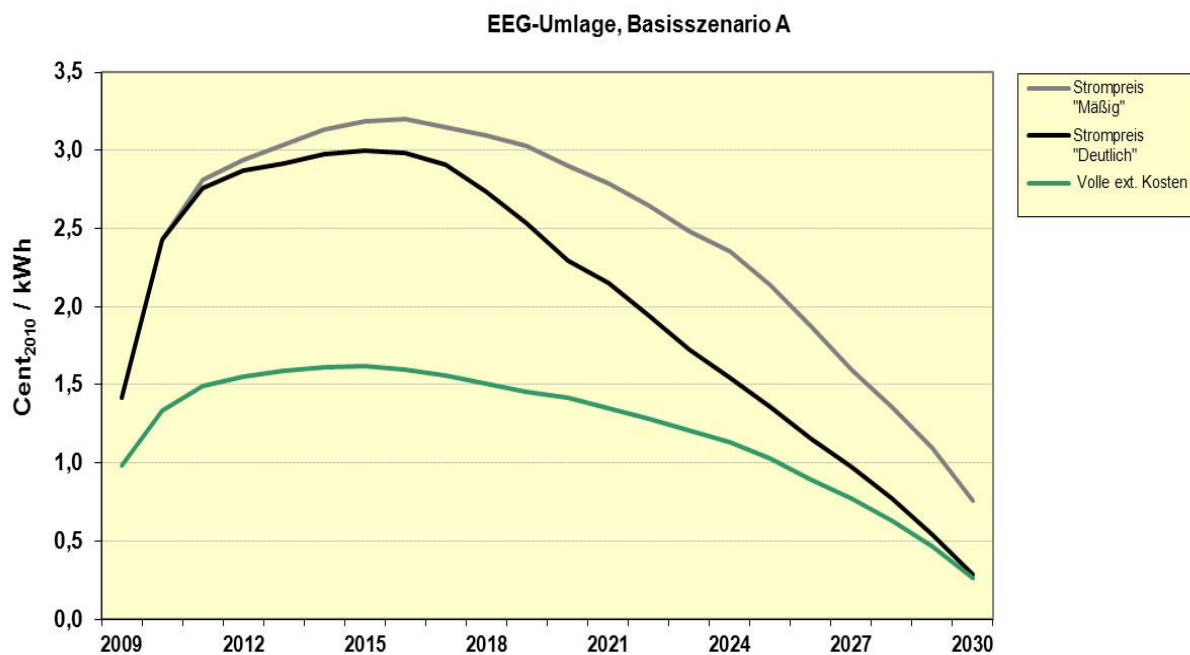


Abbildung 6.18: Verlauf der EEG-Umlage nach verschiedenen Preispfaden

Sensitivitätsbetrachtungen mit einem deutlich höheren Fotovoltaikzubau im Bereich > 7000 MW bis 2020 zeigen, dass der 2011 und 2012 greifende „atmende Deckel“ beim Degressionssatz die PV-Vergütungssätze ab 2012 sehr deutlich herabsetzt, so dass die jährliche EEG-Umlage „nur“ wenige Zehntel Cent pro kWh höher ausfallen würde (Maximum etwa 3,6 ct/kWh im Jahr 2015). Die Höhe der EEG-Umlage wird primär durch den heutigen Fotovoltaikzubau bei noch vergleichsweise hohen EEG-Vergütungssätzen von bis zu 33 ct/kWh determiniert. Sollte ein hoher Zubau 2011 (wie im Basisszenario berücksichtigt) zu 21% Degression im Jahr 2012 führen, dann liegt der teuerste PV-Vergütungssatz für Anlagen < 30 kW im Jahr 2013 nur noch bei rund 20 ct/kWh und damit unter dem, was neue Biogas-Anlagen durchschnittlich erhalten.

Relevant sind auch die Auswirkungen durch den anzulegenden Stromgroßhandelspreis, was mit den beiden Preispfaden A „*Deutlich*“ und B „*Mäßig*“ zum Ausdruck gebracht wird. Den Unterschied zeigen die Ergebnisse in Tabelle 6-8 und Tabelle 6-9. Das absolute Maximum der *EEG-Differenzkosten* liegt im Preispfad B nicht nennenswert höher als im Preispfad A, doch bleibt dieses Kostenniveau deutlich längere Zeit bestehen und führt im Betrachtungszeitraum zu rund 30 Mrd. €₂₀₁₀ höheren kumulierten *EEG-Differenzkosten*. Im ungünstigsten Fall, d. h. bei extrem hohem Fotovoltaikzubau und kaum ansteigenden Großhandelspreisen würde die EEG-Umlage dann für längere Zeit im Bereich um die 3,5 ct/kWh verbleiben.

Tabelle 6-8: Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad A: *Deutlich*)

| | Einheit | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------|------------|------|------|------|------|------|
| Preisbasis | 2010 | | | | | |
| EEG-Strom (gesamt) | TWh | 103 | 161 | 220 | 270 | 319 |
| EEG-Strom (vergütet) | TWh | 81 | 144 | 189 | 206 | 78 |
| EEG-Vergütung real | Mrd. € | 13,1 | 19,4 | 21,6 | 20,8 | 8,4 |
| EEG-Differenzkosten real | Mrd. € | 9,8 | 11,9 | 8,9 | 5,3 | 1,3 |
| EEG-Umlage real | ct/kWh | 2,4 | 3,0 | 2,3 | 1,4 | 0,3 |
| EEG-Umlage Haushalt | Euro/Monat | 7,10 | 8,90 | 6,80 | 4,10 | 1,00 |

Tabelle 6-9: Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad B: *Mäßig*)

| | Einheit | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------|------------|------|------|------|------|------|
| Preisbasis | 2010 | | | | | |
| EEG-Strom (gesamt) | TWh | 103 | 161 | 220 | 270 | 319 |
| EEG-Strom (vergütet) | TWh | 81 | 146 | 200 | 226 | 172 |
| EEG-Vergütung real | Mrd. € | 13,1 | 19,4 | 22,2 | 22,0 | 14,1 |
| EEG-Differenzkosten real | Mrd. € | 9,8 | 12,4 | 11,0 | 8,1 | 2,9 |
| EEG-Umlage real | ct/kWh | 2,4 | 3,2 | 2,9 | 2,1 | 0,8 |
| EEG-Umlage Haushalt | Euro/Monat | 7,10 | 9,30 | 8,50 | 6,20 | 2,20 |

6.2.4 Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien

Der Förderung erneuerbarer Energien wurde seit 1990 von den verschiedenen Bundesregierungen aus mehreren Gründen weiter forciert. Als Gründe sind im EEG wie auch EEWärmeG explizit formuliert worden:

- Im Interesse des Klima- und Umweltschutzes soll eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglicht,
- die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte sollen verringert,
- fossile Energieressourcen geschont,
- die Abhängigkeit von Energieimporten verringert und
- die Weiterentwicklung von Techniken zur Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien gefördert werden.

Diese zentralen Punkte werden in der von EEG-Differenzkosten und einzelwirtschaftlichen Betrachtungen dominierten Diskussion um das Für und Wider der erneuerbaren Energien in der Regel außer Acht gelassen, da sie schwerer zu greifen sind und die Langfristigkeit und Vielschichtigkeit der Wirkungen meist keine schnelle Bewertung zulässt. Nicht nur bei den intendierten Absichten des Gesetzgebers, sondern auch bei einer volkswirtschaftlich orientierten Gesamtschau sind diese beabsichtigten Nutzenwirkungen jedoch einzubeziehen, wenn auch die monetäre Quantifizierung zum Teil methodisch schwierig ist und es bei dem einen oder anderen Aspekt bei einer mehr qualitativen Betrachtung bleibt.

Darüber, dass eine auf fossilen und nuklearen Energieträgern aufbauende Energieversorgung nicht nachhaltig ist, besteht weitgehend Konsens. Nur erneuerbare Energien nutzen die unbegrenzten Ressourcen, wie sie von der Sonne und Erde zur Verfügung stehen. Abgesehen von der Biomassenutzung gibt es relativ wenige grundsätzliche Konfliktbereiche, die mit der Nutzung von Wind- und Wasserkraft, Solarenergie oder Erdwärme verbunden wären. Auch grundsätzliche Risiken, wie sie inhärent mit der Nutzung der Kernenergie verknüpft sind, treten nicht auf. Die meisten Konflikte ergeben sich aus regionalen Zusammenhängen, wie etwa bei der konkurrierenden Nutzung von Biomasse oder der lokalen Beeinflussung von Landschaft durch die Aufstellung von EE-Anlagen. Sie können bei entsprechender Dialogbereitschaft meist auch auf dieser Ebene gelöst werden.

Die fehlende Nachhaltigkeit der konventionellen Energiewirtschaft zeigt sich heute sehr deutlich in den Folgewirkungen auf die Umwelt in Form von Landschafts- und Gesundheitszerstörung, Luft- und Gewässerverschmutzung, Klimaschäden und globalen Konflikten um den Einfluss auf wichtige Rohstoffvorkommen. Eine erhebliche globale und regionale Bedeutung hat der Klimawandel bekommen, der mit dem Ausstoß von Kohlendioxidemissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger verbunden ist. Die erwarteten Folgen für das Klima, Wetterwirkungen und das Meer sind so dramatisch, dass deswegen ein zügiger Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft vordringlich ist.

Untersuchen haben gezeigt, dass Nichthandeln beim Klimaschutz am Ende teurer wird, als aktiv Klimaschutzmaßnahme umzusetzen [Stern 2007, Kempfert 2005]. Damit kommt der Reduktion der CO₂-Emissionen eine besonders große Bedeutung zu, zumal die Kosten von Klimaschäden zum überwiegenden Teil nicht in betriebswirtschaftlichen Kalkulationen berücksichtigt werden müssen. Die noch nicht berücksichtigten Kosten, d. h. die geschätzten gesamten externen Kosten der heutigen Energiebereitstellung liegen nach besten Schätzungen voraussichtlich im Bereich von 70 bis 85 € pro Tonne CO₂ [Krewitt/Schlomann 2006, Stern 2007]. Die derzeit vergleichsweise geringen Kosten aus dem Emissionshandel mit CO₂-Kosten zwischen 10 und 20 €/t und von Energiesteuern sind ein erster, aber noch sehr unzulänglicher Schritt in die richtige Richtung. Der CO₂-Vermeidungsbeitrag erneuerbarer Energien hilft daher in erheblichem Umfang, externe Kosten zu vermeiden, so lange diese nicht vollständig in den Energiepreisen fossil erzeugten Stroms internalisiert sind.

Die Schonung fossiler Ressourcen durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien führt bei einem rohstoffarmen Land wie Deutschland in der Folge zu einer erheblichen Verminderung beim Import fossiler Energieträger. Mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix geht der Anteil fossiler Energien mittel- und langfristig erheblich zurück. Da aus Kostengründen auch der Abbau heimischer Steinkohlevorräte zurückgeführt wird, müssen längerfristig nahezu die gesamten fossilen Energieträger importiert werden. Ein steigender EE-Anteil in der Stromerzeugung senkt dabei den Einsatz von Erdgas und Kohle, EE im Wärmebereich reduzieren den Bedarf an Erdgas und Mineralöl während im Transportsektor fast nur Mineralölprodukte ersetzt werden. Die Abhängigkeit von zu importierenden Energieträgern wird so deutlich reduziert und die Energiesicherheit deutlich verbessert.

Der in den Basisszenarien unterstellte weitere Ausbau der erneuerbaren Energien und steigende Brennstoffpreise werden die vermiedenen Importkosten deutlich ansteigen lassen (Tabelle 6-10). Im Jahr 2008, dem Jahr hoher Energiepreise wurden bereits jährlich 7 Mrd. €₂₀₀₇/a an Importausgaben durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermieden; mit

dem Rückgang der Importpreise im Jahr 2009 sank der Wert auf rund 5 Mrd. €_{2009/a}. Je nach angenommenen Preispfad können es im Jahr 2020 zwischen 13 und 21 Mrd. €_{2009/a} sein und im Jahr 2030 bereits 21 bis 38 Mrd. €_{2009/a}. Bis zur Jahrhundertmitte kann der Wert des vermiedenen Imports fossiler Energieträger auf 36 bis 77 Mrd. €_{2009/a} steigen, was etwa 2% des dann erwarteten Bruttoinlandsprodukts entspricht.

Tabelle 6-10: Vermiedene Importkosten durch erneuerbare Energien (Mio. €_{2009/a}) im Basisszenario 2010 A im Vergleich zum „eingefrorenen“ EE-Ausbauzustand im Jahr 1995

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Preispfad A | | | | | | | | | |
| Mineralöl | 5,5 | 3,3 | 5,7 | 8,0 | 12,5 | 16,2 | 21,3 | 33,1 | 49,2 |
| Erdgas | 1,1 | 0,9 | 0,9 | 1,2 | 4,7 | 7,5 | 8,4 | 12,8 | 14,0 |
| Steinkohle | 0,7 | 0,6 | 1,4 | 2,7 | 3,9 | 5,5 | 7,9 | 11,5 | 13,6 |
| Fossiler Import gesamt | 7,3 | 4,8 | 8,0 | 11,9 | 21,1 | 29,2 | 37,6 | 57,4 | 76,8 |
| Preispfad B | | | | | | | | | |
| Mineralöl | 5,5 | 3,3 | 5,5 | 7,1 | 10,2 | 13,2 | 17,0 | 25,2 | 40,0 |
| Erdgas | 1,1 | 0,9 | 0,8 | 1,1 | 3,7 | 5,8 | 6,3 | 4,0 | 9,1 |
| Steinkohle | 0,7 | 0,6 | 1,3 | 2,3 | 3,0 | 4,1 | 5,7 | 7,4 | 8,1 |
| Fossiler Import gesamt | 7,3 | 4,8 | 7,6 | 10,5 | 16,9 | 23,1 | 29,0 | 41,6 | 57,2 |
| Preispfad C | | | | | | | | | |
| Mineralöl | 5,5 | 3,3 | 4,9 | 5,7 | 7,8 | 9,6 | 11,9 | 17,1 | 23,5 |
| Erdgas | 1,1 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 2,8 | 4,2 | 4,5 | 6,1 | 6,1 |
| Steinkohle | 0,7 | 0,6 | 1,3 | 2,0 | 2,5 | 3,2 | 4,5 | 5,7 | 6,2 |
| Fossiler Import gesamt | 7,3 | 4,8 | 7,0 | 8,6 | 13,1 | 17,0 | 20,9 | 28,9 | 35,8 |

Durch die kontinuierliche Förderung der erneuerbaren Energien hat im Laufe der letzten 20 Jahre eine sehr deutliche Weiterentwicklung bei den eingesetzten Techniken stattgefunden; deutsche Unternehmen der EE-Branche sind dadurch in vielen Bereichen zu Technologieführern geworden. Die Wertschöpfung aus Investitionen und Betrieb von Anlagen in Deutschland betrug im Jahr 2009 bereits rund 38 Mrd. € [BMU 2010b]. Durch zahlreiche technische Innovationen hat sich beispielweise bei Windkraftanlagen die Anlagenleistung von ursprünglich wenigen Kilowatt auf heute bis zu sieben Megawatt gesteigert. Der Preis pro Kilowattstunde hat sich seit 1990 etwa halbiert. Noch beeindruckender ist die Kostendegression bei Fotovoltaikanlagen. So ist der Systempreis pro Kilowatt installierte Leistung von rund 14.000 € im Jahr 1990 um rund 80% auf heute rund 3.000 € gefallen. Dies war nur durch technologische Fortschritte auf allen Wertschöpfungsebenen und eine beträchtliche Marktausweitung möglich. Eine weitere Halbierung der Kosten in den nächsten Jahren ist absehbar. Vergleichbare Kostensenkungen gab es auch bei solarthermischen Anlagen, Hier hat sich der Anlagenpreis seit 1990 um nahezu 60% verringert. [AEE 2010]. Die Lernkurve verläuft allerdings seit dem Jahr 2000 sehr flach, was u. a. auf die mit der stark schwankenden jährlichen Marktentwicklung verbundene Unsicherheit zurückzuführen ist.

Letztlich sind dadurch bis Ende 2009 deutlich über 300.000 Arbeitsplätze entstanden [GWS 2010]. Durch den beabsichtigten weiteren EE-Ausbau in Deutschland und auch global wird sich diese Entwicklung weiter fortsetzen, da deutsche Unternehmen eine sehr gute Chance haben, weiterhin große Anteile am Weltmarkt zu halten bzw. zu erreichen. Da erneuerbaren

Energien als einer der wichtigsten globalen Zukunftsmärkte eingeschätzt werden, sind damit weiterhin steigende Umsätze verbunden, auch wenn die Bedeutung des deutschen Marktes bei im wesentlich konstanten Umsatzvolumina für die Unternehmen zurückgehen wird.

Weitere sehr detaillierte Analysen zu den Nutzenwirkungen der Erneuerbaren sind in [Breitschopf 2010a, Breitschopf 2010b] angestellt worden. Dabei wurden u. a. die systemanalytischen Kosten des EE-Ausbaus im Strom- und Wärmesektor den entsprechenden Nutzenbeiträgen gegenüber gestellt. Im Jahr 2009 (2008) ergaben sich Kosten von rund 7,5 Mrd. € (6 Mrd. €), überwiegend für die oben erläuterten systemanalytischen Differenzkosten, daneben aber auch für den EE-bedingten Netzausbau sowie für Ausgleichs- und Regelernergie. Demgegenüber standen in beiden Jahren vermiedene Umweltschäden von (brutto) etwa 8 Mrd. €, die überwiegend aus den vermiedenen CO₂-Emissionen und anderen Luftschadstoffen resultieren.

Bei sinkenden Systemkosten der Erneuerbaren und steigenden Ausgaben für die fossile Energieversorgung kann sich der systemanalytische Vorteil in Zukunft weiter zugunsten der Erneuerbaren entwickeln. Im Abschnitt 6.2.2 zu den systemanalytischen Differenzkosten ist dies beispielhaft für ein wesentliches Segment des Umbaus der Energieversorgung erläutert worden. Die Untersuchungen in [Breitschopf 2010a] zeigen aber auch die Problematik der Nutzenbilanzierung. Zum einen sind eine Reihe von positiven Wirkungen eines EE-Ausbaus nicht bzw. kaum quantifizierbar. Dazu gehören u. a. die Verringerung oder Vermeidung von internationalen Spannungen wegen geringerer Nachfrage nach knappen fossilen Energien, die nicht bzw. kaum vorhandenen Missbrauchsmöglichkeiten der EE-Techniken für kriegs- oder terroristische Zwecke und damit eine unproblematischere länderübergreifende Zusammenarbeit oder die vielfältigen dezentralen Nutzungsmöglichkeiten von EE-Techniken mit ihrer regionalen Wertschöpfung und den verstärkten (Mit-) Gestaltungsmöglichkeiten auf privater und kommunaler Ebene.

Zum anderen sind die quantifizierbaren Nutzenbeträge bislang weitgehend theoretischer Natur, da sie in der Kostenkalkulation der Marktteilnehmer überwiegend nicht enthalten sind und somit auch Investitionsentscheidungen nicht „automatisch“ nach dem optimalen volkswirtschaftlichen Nutzen gefällt werden, sondern nach einem in der Regel eher kurzfristigen Kalkül der einzelnen Wirtschaftsobjekte. Somit werden die notwendigen Korrekturen in Form von Förderinstrumenten und anderer staatlicher „Leitplanken“ als Kostenfaktoren und damit vorwiegend negativ wahrgenommen. Die letztlich mit „Preissteigerungen“ verbundenen Korrekturen dieses „Marktversagens“ müssen jedoch von einer mutigen und aufgeklärten Energie- und Klimaschutzpolitik, welche die Belange des Umwelt- und Klimaschutzes gleichrangig neben wirtschafts- und sozialpolitische Interessen stellt, als notwendige und langfristig nützliche Maßnahmen gesehen und auch so den Bürgern vermittelt werden.

7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

7.1 Beitrag der einzelnen Segmente der Energieversorgung zur CO₂-Minderung bis 2050

Die detaillierte Szenarienanalyse des Energiesystems mittels der Basisszenarien 2010 A, B und C und einem Szenario mit einer 100%igen EE-Stromversorgung im Jahr 2050 liefert ein konsistentes Bild hinsichtlich der Möglichkeiten, mittels der zentralen Strategien „Steigerung der Energieeffizienz“ und „Ausbau erneuerbarer Energien“ bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland um 80 bis 85% (bzw. der energiebedingten CO₂-Emissionen um 85 bis 90%) gegenüber 1990 zu erreichen. Dies erfolgt in den Basisszenarien 2010 A und B ohne Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke und ohne Einsatz der CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) in Kraftwerken. Eine Laufzeitverlängerung (Basisszenario 2010 C) führt zwischenzeitlich zusätzlich zu niedrigeren CO₂-Emissionen, wenn von demselben EE-Ausbau und derselben Energieverbrauchshöhe wie in den Basisszenarien A und B ausgegangen wird.

Ordnet man die wesentlichen Verwendungszwecke des Energieeinsatzes, nämlich die Strombereitstellung, die Wärmebereitstellung und die Kraftstoffbereitstellung, den in der Szenarienanalyse durch diese beiden Strategien erreichten CO₂-Minderungen zu, so lässt sich in einem ersten Überblick die Bedeutung einzelner Maßnahmenblöcke feststellen (Abbildung 7.1; Bezug: Basisszenario 2010 A).

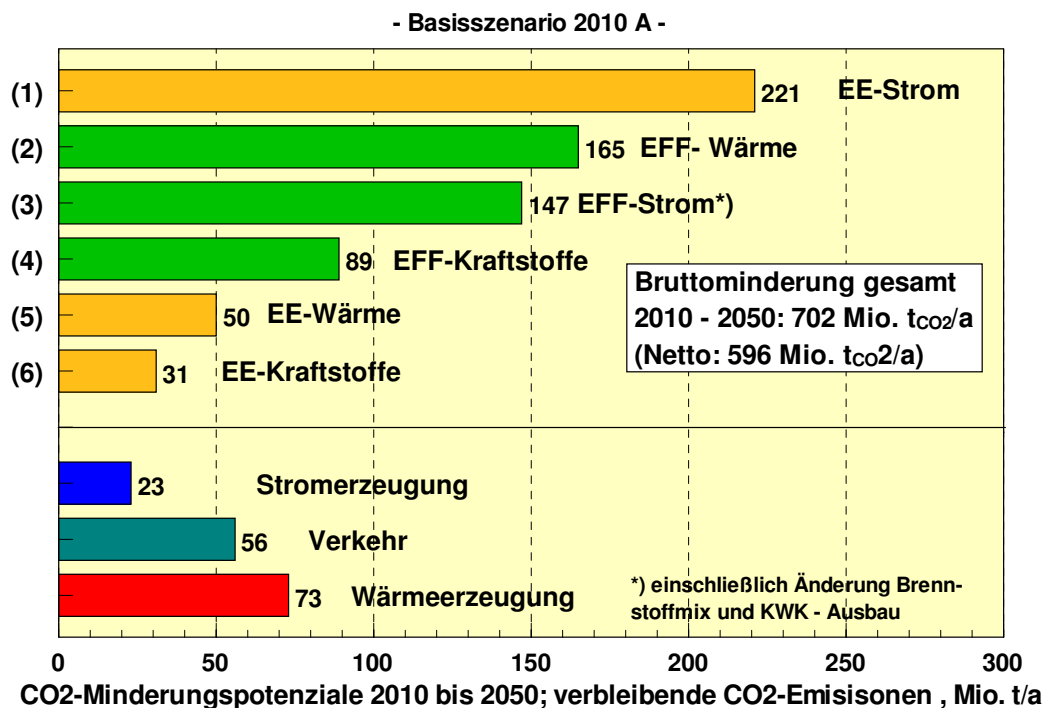


Abbildung 7.1: CO₂-Minderung je Energiesektor zwischen 2010 und 2050 durch Erneuerbare (EE) und Effizienz (EFF) sowie verbleibende CO₂-Emissionen aufgeteilt auf die Segmente Strom, Wärme, Kraftstoffe

Insgesamt kann im Zeitraum 2010 bis 2050 eine Gesamtbruttominderung³⁷ von 702 Mio. t CO₂/a erreicht werden. Die beiden Strategien (EE und EFF) sind in ihrer Bedeutung etwa gleichwertig. Die Effizienzsteigerung erbringt eine Minderung von 401 Mio. t CO₂/a (bzw. netto 294 Mio. t CO₂/a nach Abzug der zur Kompensation der Kernenergie erforderlichen 106 Mio. t/a), der EE-Ausbau von 302 Mio. t CO₂/a. Zwei Segmente ragen in ihrer Bedeutung dabei heraus. Zum einen ist dies der „Ausbau der EE in der Stromversorgung“ (siehe nachfolgendes Segment (1)), der einen Minderungsbeitrag von 221 Mio. t CO₂/a bewirkt, zum andern die „Steigerung der Energieeffizienz im Wärmebereich“ und dort zu 80% im Gebäudesektor (2) mit einem Minderungsbeitrag von 165 Mio. t CO₂/a. Ein weiteres wichtiges Segment stellt die „Effizienzsteigerung im Stromsektor“ (3) dar mit einem Bruttobeitrag von 147 Mio. t CO₂/a, (hierin sind auch die Wirkungen des weiteren KWK-Ausbaus, die Wirkungsgradsteigerung bei den fossilen Kraftwerken und die Veränderung des fossilen Brennstoffmixes zu mehr Gas in der Stromerzeugung enthalten). Damit sind bereits 75% der Gesamtminde rung erbracht. Es folgen die Segmente „Weitere Effizienzsteigerung im Verkehrssektor“ (4) mit 89 Mio. t CO₂/a (einschließlich Verlagerung von Güterverkehr auf die Schiene), „Ausbau der EE im Wärmesektor“ (5) mit 50 Mio. t CO₂/a und „Ausbau der EE im Verkehrssektor“ (6) mit 31 Mio. t CO₂/a (Elektromobilität ist in Segment 1 enthalten). Von den im Jahr 2050 verbleibenden CO₂-Emissionen in Höhe von 152 Mio. t CO₂/a stammen nur noch 23 Mio. t CO₂/a aus der Strombereitstellung und 56 Mio. t CO₂/a aus dem Verkehrssektor. Der Wärmesektor ist dann mit 73 Mio. t CO₂/a für die Hälfte der verbleibenden Emissionen verantwortlich.

Die erfolgreiche Umsetzung der zu erbringenden CO₂-Minderungen in den einzelnen Segmenten erfordert in der Regel die Kombination beträchtlicher struktureller Veränderungen, den Einsatz vielfältiger energiepolitischer Maßnahmenbündel mit gezielten Anreizen für zahlreiche Einzelakteure sowie die Überwindung zahlreicher Hemmnisse und Einzelinteressen.

7.2 Vergleich der Eckdaten der Szenarien mit den Zielvorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung

Vergleicht man die Eckdaten der Basisszenarien mit den Zielvorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung so werden die Zielsetzungen hinsichtlich der Treibhausgasemissionen und der EE-Anteile (auch für die Zwischenzeitpunkte) erreicht bzw. übertroffen. Hinsichtlich der Reduktion des Primärenergieverbrauchs (bezogen auf 2008) wird die Zielsetzung des Jahres 2020 mit -20% (Basisszenarien -21%) gut erreicht. Bis 2050 bleibt der Rückgang mit -47% etwas hinter der Zielvorgabe des Energiekonzepts mit -50% zurück. Eine deutliche Abweichung zeigen dagegen die spezifischen Werte der Verringerung des Stromverbrauchs nach 2020. In den Basisszenarien sinkt der Endenergieverbrauch an Strom (bezogen auf 2008) bis 2020, wie im Energiekonzept angestrebt, um knapp 10%. Danach bleibt er aber auf diesem Niveau (in 2050 Rückgang um 12% im Basisszenario 2010 A; um 8% im Basis-

³⁷ Hierin ist die Kompensation der durch die gegenwärtige Nutzung der Kernenergie erbrachten CO₂-Minderung in Höhe von 106 Mio. t/a (2009; Maximalwert in 2001: 135 Mio. t/a) enthalten. Die Nettominderung beträgt 596 Mio. t CO₂/a (748 Mio. t CO₂/a (2009) - 152 Mio. t CO₂/a (2050)). Im Basisszenario B beträgt die Nettominderung 604 Mio. t CO₂/a und im Szenario B-100%-S/H2 644 Mio. t CO₂/a.

szenario 2010 B), während im Energiekonzept ein Rückgang um 25% angestrebt wird. Ein wesentlicher Grund für diesen Unterschied ist im generell stärkeren EE-Ausbau im Stromsektor der Szenarien zu sehen, da dort EE-Strom als zukünftige „emissionsfreie Primärenergie“ in wachsendem Ausmaß in neuen Verbrauchssegmenten wie Elektromobilität und Wärmepumpen eingesetzt wird und auch der allgemeine Stromverbrauch im Verkehr deutlich zunimmt. Betrachtet man nur die „herkömmlichen“ Verbrauchssegmente, dann sinkt die Stromnachfrage in den Basisszenarien bis 2050 um 18%, nähert sich also dem Zielwert des Energiekonzepts an.

Für die angestrebten Anteile der EE am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch sind die Angaben zum Vergleich in Tabelle 7-1 zusammengestellt. Beim Bruttoendenergieverbrauch werden in allen Szenarien die Zielwerte 2020 bis 2040 um 3 bis 5 Prozentpunkte übertroffen, im Jahr 2050 ist der Unterschied mit 9 Prozentpunkten naturgemäß im Szenario B 100%-S/H2 am deutlichsten.

Tabelle 7-1: EE-Anteile der Szenarien am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch im Vergleich zu den Zielwerten des Energiekonzepts

| | EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch (%) | | | | EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (%) | | | |
|------|--------------------------------------------|-------------|---------|---------------|---------------------------------------|-------------|---------|---------------|
| | Energiekonzept | Basis A (C) | Basis B | B 100% - S/H2 | Energiekonzept | Basis A (C) | Basis B | B 100% - S/H2 |
| 2020 | 18 | 21,2 | 21,2 | 21,2 | 35 | 40,0 | 40,0 | 40,0 |
| 2030 | 30 | 33,3 | 33,8 | 35,3 | 50 | 64,7 | 65,0 | 66,0 |
| 2040 | 45 | 46,7 | 47,6 | 50,3 | 65 | 82,6 | 82,8 | 85,1 |
| 2050 | 60 | 60,0 | 61,7 | 69,2 | 80 | 86,2 | 86,3 | 100 |

Die EE-Anteile am Bruttostromverbrauch sind in den vorliegenden Szenarien durchweg deutlich höher. Da auch der Nenner „Bruttostromverbrauch“ in den Szenarien höher ist, erfordern die Zielvorgaben des Energiekonzepts – unter der Voraussetzung, dass die dortigen Effizienzziele beim Strom erreicht werden – einen deutlich geringeren Ausbau der EE-Stromerzeugung als er in den Basisszenarien dargestellt wurde. Das zeigt sich auch im Vergleich mit den für das Energiekonzept erstellten Szenarien [EWI 2010]. Dort werden im Jahr 2020 zwischen 195 TWh/a (Szen. IV A) und 204 TWh/a (andere Szen.) aus EE bereitgestellt, während es in den Basisszenarien 227 TWh/a sind. In den Szenarien zum Energiekonzept wächst die EE-Stromproduktion nach 2020 langsamer und erreicht 2050 Werte zwischen 336 TWh/a (Szen. I A) und 356 TWh/a (Szen. II A), einschließlich Import von EE-Strom in Höhe von 67 bzw. 83 TWh/a. In den Basisszenarien 2010 A und C liegt die EE-Stromproduktion im Jahr 2050 dagegen bei 456 TWh/a, im Basisszenario 2010 B bei 475 TWh/a (einschließlich EE-Stromimport). Der Bruttostromverbrauch liegt also um 33% über dem höheren Wert der Szenarien zum Energiekonzept. Hinzu kommen in den Szenarien noch weitere 100 TWh/a EE-Strom für die Bereitstellung von EE-Wasserstoff. Das nur noch langsame Wachstum der EE-Stromerzeugung nach 2020 in den Szenarien zum Energiekonzept ist mit den Anforderungen eines stabilen Inlandsmarktes und daraus ableitbarer dynamischer Teilnahme an dem wachsenden globalen EE-Markt nicht vereinbar.

Es kann insgesamt festgehalten werden, dass hinsichtlich der generellen Ziele des EE-Ausbaus (Anteil am Bruttoendenergieverbrauch) die Eckdaten der Basisszenarien als „Blau-

pause“ für die im Energiekonzept angestrebten Anteile dieser Energiequellen an der Energieversorgung dienen können. In struktureller Hinsicht zeigen sich jedoch teilweise deutliche Unterschiede zu den dem Energiekonzept zugrunde liegenden Szenarien. Hinsichtlich der adressierten Handlungsfelder spiegelt das Energiekonzept die oben abgeleitete Bedeutung der einzelnen Segmente für den Klimaschutz wider. Große Bedeutung wird der Integration von EE in die Stromversorgung und der energetischen Gebäudesanierung beigemessen. Damit ist nach obigen Ausführungen etwa die Hälfte der möglichen CO₂-Minderungspotenziale erfasst. Im Folgenden wird auf die einzelnen Segmente in der Reihenfolge ihrer oben dargestellten CO₂-Minderungspotenziale gemäß den Basisszenarien eingegangen.

7.3 Umsetzungshemmnisse und Handlungsnotwendigkeiten

7.3.1 Umbau der Stromversorgung zu hohen EE-Anteilen (1)

Der weitere **Zubau von EE-Anlagen zur Stromerzeugung** gemäß den Szenarien kann aus rein technischer Sicht als im Wesentlichen abgesichert gelten. Auch aus der Sicht der technisch-strukturellen Potenziale sind keine Einschränkungen zu erwarten. Bei der Biomasse wird von der Einhaltung der gesetzten „ökologischen“ Potenzialgrenzen ausgegangen. Die in den Szenarien vorgeschlagene und begründete Aufteilung der Biomassepotenziale auf Nutzungstechniken und Verwendungszwecke ist als ein Beispiel für die Nutzung der vielfältigen Fraktionen der Biomasse zu sehen, andere Kombinationen sind ebenfalls möglich. Den größten Unsicherheitsfaktor hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung des Anlagenzubaues stellt der Ausbau der Offshore-Windnutzung in der hier dargestellten Größe dar (3 GW in 2010; 10 GW in 2020; 25 GW in 2030). Um den vorgeschlagenen Ausbau abzusichern, ist es erforderlich, dass das EEG als wirksamstes Instrument der Förderung des EE-Ausbaus im Stromsektor im Wesentlichen unverändert erhalten bleibt. Auf die durch das EEG hervorgerufenen technischen Innovationen, die längerfristig zu niedrigeren CO₂-Minderungskosten führen, als sie allein durch den Emissionshandel bewirkt werden können, kann auf absehbare Zeit nicht verzichtet werden. Das schließt allerdings seine Weiterentwicklung und stetige Anpassung an kostensenkende Technologieinnovationen nicht aus, sondern setzt sie sogar voraus. Mit den Erfahrungsberichten zum EEG ist dafür eine gute Grundlage vorhanden. Durch eine stetige kostenoptimierte Anpassung kann die Akzeptanz des EEG auch weiterhin gesichert werden. Um die Wechselwirkung mit dem Emissionshandel möglichst gering zu halten und um einen effizienten Klimaschutz sicherzustellen, sind realistische Werte über die durch das EEG erzielbare CO₂-Minderung bei der Festlegung von zukünftigen Emissionsobergrenzen zu berücksichtigen.

Bis 2020 sind jedoch weitere Anpassungen und Strukturänderungen erforderlich, wenn der EE-Ausbau danach nicht ins Stocken geraten soll. Bereits heute werden EE-Anlagen abgeregelt, wenn es durch konventionelle „Must-Run-Kapazitäten“, die als drehende Reserve am Netz bleiben müssen, zu entsprechenden Netzengpässen kommt. Um die Vorrangregelung für EE aufrecht zu erhalten, ist eine Anpassung der Ausschreibebedingungen für Regelleistung notwendig. Ein flexibler und kurzfristiger Regelleistungsmarkt mit täglicher Ausschreibung und kleineren Zeitscheiben und Blockgrößen würde sich an die Erfordernisse

eines Energiesystems mit hohem Anteil fluktuierender EE optimal anpassen und es auch EE-Anlagen selbst ermöglichen, Regelleistung bereit zu stellen.

Beim notwendigen Ausbau der Netze zeichnen sich mögliche Engpässe ab. Das Stromnetz muss beschleunigt ausgebaut werden, sowohl auf der Verteilungsebene zur Einbindung der stetig wachsenden Anzahl dezentraler Anlagen als auch auf der Transportebene zur optimalen Verteilung des im Norden verstärkt anfallenden Windstroms. Längerfristig wird ein europäisches Verbundnetz erforderlich, das ertragsgünstige EE-Standorte mit den Verbrauchszentren verknüpft, zum Ausgleich großräumiger Fluktuationen beiträgt und neue Optionen für die Verknüpfung von Stromerzeugung und Stromspeicherung schafft. Die im Energiekonzept erläuterten Schritte zur Schaffung dieses „Overlay-Netzes“ bzw. des Nordseenetzes als Vorstufe dazu sind wichtige Voraussetzungen dafür, müssen aber auch wirksam umgesetzt werden. Längerfristig ist die intelligente Steuerung von Netzen (Smart Grids) eine weitere wesentliche Voraussetzung, um Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher wirkungsvoll miteinander zu verknüpfen, wobei auch die Eigennutzung und das Vor-Ort-Lastmanagement beim Verbraucher eine wachsende Rolle spielen wird. Wenn der Übergang zu einer weitgehend auf EE basierten Energieversorgung auch für den Verkehrsbereich und den Wärmebereich erreicht werden soll, müssen auch Gasnetze und Wärmenetze in ein generelles „Lastmanagement“ einbezogen werden und miteinander verbunden sein.

Von zentraler Bedeutung ist auch die notwendige **Anpassung der konventionellen Kraftwerksstruktur** an den wachsenden EE-Beitrag. Dieser führt grundsätzlich zu einem Verschwinden des „Grundlastbandes“ und erfordert daher in zunehmendem Umfang flexible Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Die durchgeführten Analysen zeigen, dass EE-Anlagen im Zusammenwirken mit den Ausgleichsoptionen Lastmanagement, Erzeugungsmanagement und Speichern die Systemdienstleistungen für einen stabilen Netzbetrieb erbringen und so auch bei hohen Anteilen von EE jederzeit die gesamte Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Auch der Bedarf an notwendiger konventioneller Backup-Kapazität zur Deckung der Jahreshöchstlast kann damit in angemessenen Grenzen gehalten werden. Stromspeicher, regelbare BHKW und die Ausgleichspotenziale zusätzlicher Verbraucher, wie Wärmepumpen, Klimatisierung und Elektrofahrzeuge können IKT-gesteuert genutzt werden, um die Fluktuationen der dargebotabhängigen EE auszugleichen und um Lastgradienten zu minimieren. Dadurch werden bestehende konventionelle Kraftwerke, die 2020 für die Lastdeckung benötigt werden, teilweise entlastet. In welchem Ausmaß Kernkraftwerke in den bei einem deutlichen EE-Ausbau notwendigen Lastwechselbetrieb eingebunden werden können bzw. mit welchen Kosten und zusätzlichen Sicherheitsanforderungen dies verbunden ist, steht noch nicht endgültig fest. Langfristig kann eine stromseitige Vollversorgung mit EE durch die Nutzung der aus EE-Strom hergestellten speicherbaren Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan sichergestellt werden. Durch die Rückverstromung in Gaskraftwerken dienen diese Energieträger als Langzeitspeicher zum saisonalen Ausgleich.

Die tendenziell notwendige **Ausweitung flexibler Gaskraftwerke** und der parallel angestrebte Ausbau der **Kraft-Wärme-Kopplung** werden aus heutiger Sicht ohne zusätzliche Anreize nicht in dem gewünschten Umfang erfolgen. Durch die beschlossene Laufzeitverlängerung und die bereits in Bau befindlichen Kohlekapazitäten von rund 12 GW wird der Raum für Investitionen in neue flexible Kraftwerkskapazitäten stark eingeengt. Dies kann sich zu einem Hemmnis für die Zielerreichung des Ausbaus von Erneuerbaren entwickeln. Aber auch auf vorhandene bzw. in Bau befindliche fossile Kapazitäten wird von der verlängerten

nuklearen Stromerzeugung ein erheblicher wirtschaftlicher Druck aufgebaut. Mittelbar entsteht dadurch auch ein Druck auf die Erneuerbaren. Damit die im Energiekonzept beschlossenen Ausbauziele für EE-Strom trotzdem erreicht werden, muss die im EEG verankerte Vorrangregelung in jedem Fall aufrecht erhalten werden.

Diese möglichen Konflikte lassen sich verringern, wenn fossile Altanlagen in größerem Umfang stillgelegt werden. Bei der vorgesehenen Laufzeitverlängerung der Kernenergie ist dies eine Größenordnung von knapp 40 GW (Basisszenario 2010 C) bis 2020. Dies ist auch aus Emissionsminderungsgründen eine empfehlenswerte Strategie. Die aus Gründen der Ressourcenschonung wünschenswerte Ausweitung der KWK erfordert besondere Anstrengungen. Einerseits sollte ihre Kapazität stromseitig möglichst weitgehend in das Erzeugungsmanagement eingebunden werden, andererseits ist aber eine möglichst hohe Wärmeausbeute erforderlich, wenn die Anlagen wirtschaftlich betrieben werden sollen. Dazu werden Wärmespeicher in größerem Umfang erforderlich. Es gilt daher, das Augenmerk nicht nur auf Innovationen im Bereich der Stromspeicher zu richten, sondern auch kostengünstige Wärmespeicher weiter zu entwickeln.

Ebenfalls wird es notwendig sein, die marktwirtschaftlichen Anreize so zu gestalten, dass sie längerfristig die Vollkosten von KWK-Anlagen decken. Mit zunehmender Ausweitung des EE-Anteils und dem angestrebten deutlichen Rückgang des Wärmebedarfs stößt die Ausweitung der (fossilen) KWK an Grenzen. Das gilt umso mehr, als sowohl eine möglichst umfassende KWK-Nutzung der Biomasse als auch längerfristig eine Wärmenutzung bei stromerzeugenden Geothermieranlagen mittels Nahwärmenetzen anzustreben ist. Sinnvolle Anteile der KWK an der gesamten Stromversorgung müssen daher im Systemzusammenhang Strommarkt-Wärmemarkt ermittelt werden. Der längerfristige Anteil des fossilen Teils der KWK an der Stromversorgung dürfte dabei eher geringer ausfallen, als bisher allgemein angenommen wurde.

Nach den vorliegenden Szenarioanalysen muss ein wesentlicher Teil des verbleibenden KWK-Ausbaus mittels dezentraler Anlagen erfolgen, da lohnende Wärmepotenziale in Zukunft nur noch kleinräumig mittels angepasster Nahwärmenetze erschlossen werden können. Hier wird es in bedeutendem Maße auf kommunale Akteure und insbesondere auf Stadtwerke ankommen, die erforderlichen Projekte im Zuge von Neubauaktivitäten und Quartierssanierungen zu gewährleisten. Auch in der Industrie müssen eine Modernisierung und ein weiterer Ausbau von KWK-Anlagen erfolgen. Durch die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke wird sich die schon jetzt schwierige Marktsituation für derartige Anlagen weiter verschlechtern. Die Anmerkungen im Energiekonzept zur Rolle der KWK deuten darauf hin, dass diese Problematik noch nicht ausreichend berücksichtigt ist. Die Ergebnisse der Szenarien zum Energiekonzept zur KWK zeigen, dass die zukünftige Bedeutung der dezentralen KWK dort sehr gering eingeschätzt wird. Sie wird nur noch in Verbindung mit der Biomasse gesehen, während ergasgefeuerte BHKW bis 2050 völlig vom Markt verschwinden. Dagegen dominieren dort große Steinkohle-HKW (mit CCS), wobei unklar bleibt, wie deren große Wärmepotenziale bei sinkender Wärmedichte effektiv verteilt werden können. Es ist deshalb dringend erforderlich, dass die Energiepolitik präziser als im vorliegenden Energiekonzept geschehen darlegt, welche Struktur und welches Ausmaß die (fossile) KWK in der zukünftigen Energieversorgung haben kann. Ggf. sind die bestehenden Anreize – insbesondere für die dezentrale KWK – zu verstärken, damit ihre sinnvollen Potenziale auch vollständig ausgeschöpft werden können.

Neben den notwendigen strukturellen Anpassungen zur Integration der Erneuerbaren in die Stromversorgung ist die zukünftige **Preisgestaltung auf dem Strommarkt** von erheblicher Bedeutung für den längerfristigen EE-Ausbau. Die Analysen bestätigen die Erkenntnis, dass die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines deutlichen Ausbaus erneuerbarer Energien entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preiswirkungen fossiler Energieressourcen, der weiteren Entwicklung von CO₂-Preisen und im Stromsektor insbesondere von der Preisgestaltung auf der Großhandelsebene abhängt. Hierzu gibt es derzeit sehr unterschiedliche Einschätzungen. Für die aktuelle monetäre Bewertung des EE-Ausbaus im Stromsektor ist der Großhandelspreis an der Strombörse von Bedeutung. Dieser kann zukünftig, je nach Modellannahmen und unterstellten Preisentwicklungen fossiler Energieträger, sehr unterschiedliche Werte annehmen. Aus Tabelle 7-2 ist ersichtlich, dass diese auf Grenzkosten- und Spotmarktbasis ermittelten Preise (Szenarien für das Energiekonzept), die für den optimalen Einsatz eines bestehenden Kraftwerksparks mit einer großen Anzahl abgeschriebener Kraftwerke gedacht sind, kein angemessener Maßstab für die volkswirtschaftliche Bewertung des angestrebten sehr deutlichen EE-Ausbaus (Basisszenario 2010 A) sein können. Für eine Stromversorgung, die längerfristig zu 80% aus Erneuerbaren bestehen soll (Ziel des Energiekonzepts für 2050) und damit in Anlagen erfolgt, die größtenteils kurzfristige Grenzkosten von Null haben, müssen für einen auch dann funktionsfähigen Markt andere Preissignale definiert werden.

Tabelle 7-2: Stromgestehungskosten von EE und fossilen Kraftwerken und resultierende erweiterte EEG-Umlage für den EE-Ausbau im Basisszenario 2010 A (in €₂₀₀₉/MWh bzw. ct₂₀₀₉/kWh, Diskontsatz 6%/a) und Vergleich mit den Angaben der Szenarien für das Energiekonzept auf der Basis von Großhandelspreisen

| | 2009 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|------|-------|-------|-------|-------|
| Stromgestehungskosten neuer EE-Anlagen bzw. neuer fossiler Kraftwerke (Mittelwerte); €/MWh | | | | | | |
| Vollkosten EE einschl. PV | 140 | 128 | 94 | 80 | 71 | 64 |
| <i>ohne PV</i> | 104 | 100 | 83 | 74 | 65 | 60 |
| Vollkosten Fossil, Pfad A | ~ 55 | 62 | 83 | 105 | 121 | 140 |
| Pfad B | ~55 | 58 | 71 | 78 | 87 | 96 |
| Pfad C | ~55 | 55 | 56 | 60 | 64 | 68 |
| Großhandelspreise nach den Szenarien mit LZV = 12 a für das Energiekonzept | 38-68 *) | | 33-36 | 46-50 | 55-53 | 21-22 |
| Auf den Stromverbrauch umgelegte EE-Differenzkosten („erweiterte“ EEG-Umlage, einschl. EE-Import); ct₂₀₀₉/kWh | | | | | | |
| Preispfad A | | 2,7 | 1,9 | -0,9 | | |
| Preispfad B | | 2,9 | 2,7 | 0,9 | -2,2 | |
| Preispfad C | | 3,1 | 3,2 | 2,3 | 0,3 | -1,3 |
| Szenarien für das Energiekonzept, LZV = 12a | | | 4,0 | 3,2 | 2,3 | 5,3 |

*) Bandbreite 2007-2008

Es wird daher im Grundsatz erforderlich sein, die **Vollkosten** aller Stromerzeugungsoptionen in die Preissignale des zukünftigen Strommarkts einzubringen, wenn Erneuerbare faire Chancen auf den Energiemärkten haben sollen. Weiterhin ist anzustreben, dass diese Vollkosten weitgehend alle externen Kosten der Energiebereitstellung, insbesondere die Kosten des Klimawandels und die vollen Entsorgungs- und Risikokosten für die Kernenergie enthalten. Nur so ist gewährleistet, dass der Markt die korrekten Preissignale an die Akteure und Investoren sendet und erneuerbare Energien mittelfristig aus den derzeitigen Förderstrukturen entlassen werden können.

Eine weitere wesentliche Einflussgröße sind die **Annahmen zur zukünftigen Preisentwicklung** fossiler Energieträger. Aus Vorsorgegründen, aber auch um die negativen Auswirkungen immer stärker schwankender und im Mittel mit sehr großer Wahrscheinlichkeit steigender Energiepreise abzufedern, ist es empfehlenswert, Energiekonzepte und Energiestrategien vor dem Hintergrund merklich und stetig steigender Energiepreispfade zu bewerten. Sonst besteht die Gefahr, dass der Energiepolitik unzulängliche Empfehlungen für die zu ergreifenden Maßnahmen auf den Weg gegeben werden. Auch Unternehmen und Privatinvestoren könnten dadurch von den notwendigen Investitionen in neue Energietechniken abgehalten werden. In diese Preispfade müssen Annahmen zur Entwicklung von CO₂-Preisen einfließen, die sich an den wahrscheinlichen Schadenskosten eines unterlassenen Klimaschutzes orientieren. Es spricht sehr viel dafür, dass der wirtschaftliche „Schaden“ einer möglicherweise zu hoch eingeschätzten Energiepreisentwicklung wesentlich geringer ist, als der einer zu niedrig angenommenen Entwicklung, da verlorene Zeit nachträglich teuer erkaufte werden muss.

Unter der für die Basisszenarien angenommenen Entwicklung der Kosten- und Preisparameter (Preisfad A) kann der volkswirtschaftliche Vorteil durch eine erneuerbare Energiebereitstellung zur Mitte dieses Jahrhunderts rund 700 Mrd. Euro betragen. Bereits um 2035 sind die aufgelaufenen Vorleistungen wieder kompensiert. Dies bedeutet eine völlig andere Beurteilung der volkswirtschaftlichen Nützlichkeit von Erneuerbaren, als dies bei einem Vergleich mit den in den Energieszenarien für das Energiekonzept ermittelten Großhandelspreisen der Fall ist (Tabelle 7-2). Weitere kaum monetarisierbare Vorteile des EE-Ausbaus sind zum einen eine sehr viel geringere Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung, auch unter Berücksichtigung eines europäischen Stromverbunds mit Erneuerbaren. Zum anderen sind die Investitionen in Erneuerbare bisher auf einen breiten Akteurskreis verteilt. Kann dies in Zukunft in einem ähnlichen Umfang beibehalten werden, können oligopolistische und marktbeherrschende Strukturen der heutigen Energiewirtschaft weiter reduziert werden. Dies erleichtert eine bessere Ausschöpfung lokaler und regionaler Ressourcen, ermöglicht die Optimierung kleinräumiger, insbesondere kommunaler Energiekonzepte und stärkt die Beteiligungsmöglichkeiten der Bürger.

7.3.2 Effizienzsteigerung im Wärmebereich, insb. Gebäudesanierung (2)

Der Raumwärmebedarf beläuft sich auf 55% des gesamten Wärmebedarfs. Bedeutendstes Element einer Klimaschutzstrategie im Wärmesektor ist deshalb eine umfassende energetische Sanierung des Gebäudebestands, flankiert durch hohe Effizienzanforderungen für Neubauten. Folgerichtig hat auch die Bundesregierung diesen Bereich zu einem der zentralen Punkte ihres Energiekonzepts erklärt. Sie hat gleichzeitig mit einer Reduktion des Energieeinsatzes für Raumwärme um 80% bis 2050 sehr ehrgeizige Ziele gesetzt. Der Großteil dieser Reduktion soll zwischen 2020 und 2050 erfolgen. Die Größe der Herausforderung, dieses Ziel zeitgerecht zu erreichen, zeigt sich im Vergleich zu den Szenarien zum Energiekonzept, wo die Reduktion des gesamten Raumwärmeverbrauchs bis 2050 gegenüber 2008 mit 65% geringer ausfällt. In den Basisszenarien wird von einer noch etwas geringeren Reduktion um 55% ausgegangen, wobei die Differenz zu den Szenarien für das Energiekonzept zum größeren Teil durch Unterschiede beim Raumwärmebedarf für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zustande kommt. In den Szenarien zum Energiekonzept wird für diesen Sektor der Raumwärmebedarf im Jahr 2050 nahezu mit Null angenommen. Das ist ein überambitioniertes Ziel, es sollte in Verbindung mit den Nutzungsmöglichkeiten von Erneuerbaren in diesem Sektor zur Raumheizung und Klimatisierung einer Überprüfung unterzogen werden.

Die wesentliche Steuerungsgröße zur Senkung des Raumwärmebedarfs ist die energetische Sanierungsrate. Der derzeitige Wert von 1,1%/a muss baldmöglichst auf 2%/a gesteigert werden, damit bis 2050 der Altbaubestand nahezu vollständig saniert ist. Gleichzeitig sind anspruchsvolle Sanierungsstandards erforderlich, wenn der Heizwärmebedarf signifikant gesenkt werden soll. Das angestrebte Ziel des Energiekonzeptes mit einer Reduktion des Raumwärmebedarfs von 80% bis 2050 würde bei Sanierungen eine Reduktion des Heizwärmebedarfs auf Werte zwischen 20-40 kWh/(m²·a) ab dem Jahr 2020 verlangen. Um diese Werte zu erreichen, müssten die Bestandsgebäude unter Verwendung von Passivhauskomponenten saniert werden. Dazu reichen die heute üblichen Wärmedämmverbundsysteme nicht aus. Bei Entwicklung und Einführung noch leistungsfähigerer Dämmstoffe und Lüftungssysteme ist ab 2020, dem beabsichtigten Einstieg in hohe Sanierungsraten, eine energetische Sanierung von Altbauten mit entsprechender Reduktion des Heizwärmebedarfs in dem genannten Ausmaß technisch machbar. Da sie aber mit relativ hohen Kosten verbunden sein dürfte, ist diese „starke“ Reduktionsstrategie nicht generell empfehlenswert.

Den technisch-strukturellen Möglichkeiten der Verbrauchsreduzierung stehen derzeit die eher bescheidenen Erfolge der letzten 10 Jahre gegenüber. Bei Fortführung der gegenwärtigen Trends bei Teil- und Vollsanierung bzw. der Heizungserneuerung könnte bis 2030 nur eine Verbrauchsreduzierung um rund 10% und bis 2050 von maximal 30% erreicht werden. Es bedarf also großer Anstrengungen, sich den obigen Zielen innerhalb des Zeitraums bis 2050 zu nähern. In der beabsichtigten „Modernisierungsoffensive für Gebäude“ hat die Bundesregierung die wesentlichen Kernelemente benannt, die erforderlich sind, um den Sanierungsprozess zu beschleunigen und effektiver zu machen. Damit ist ein erster wichtiger Schritt getan. Es wird in nächster Zeit darauf ankommen, die im Energiekonzept genannten Fördermaßnahmen, Anreize und ordnungspolitischen Maßnahmen zügig umzusetzen, damit ab 2020 der angestrebte Sanierungszyklus voll einsetzen kann.

Im Zuge der Ausarbeitung dieser Strategie sollte jedoch die Zielvorgabe einer 80%igen Reduktion des Heizwärmeverbrauchs einer ökonomischen Überprüfung unterzogen werden. Die Rechnungen zu den Basisszenarien zeigen, dass auch Reduktionsraten im Raumwärmesektor um 55-60% zur Erreichung der Klimaschutzziele ausreichen können, wenn parallel zur Gebäudesanierung der EE-Einsatz zur Wärmeversorgung, insbesondere in Form von Kollektoren und der Geothermie, stärker forciert wird. Deren mögliche Beiträge zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sind in den Szenarien zum Energiekonzept ebenso unterschätzt worden, wie diejenigen der dezentralen KWK (vgl. Segment (5)).

Auch im Prozesswärmebereich, der zu 80% industriebedingt ist, sind noch beträchtliche Einsparpotenziale vorhanden. Die in den Basisszenarien unterstellte Reduktion des Energiebedarfs für Prozesswärme um -30% bis 2050 ist eher eine Untergrenze der aus technisch-struktureller Sicht mobilisierbaren Potenziale. Bei entsprechend ernsthafter Umsetzung der im Energiekonzept der Bundesregierung genannten Maßnahmen zur Ausschöpfung der Effizienzpotenziale in der Industrie könnte diese Reduktion relativ leicht erreicht werden.

7.3.3 Effizienzsteigerung im Strombereich (3)

Die Effizienzsteigerung im Strombereich hat für einen effektiven Klimaschutz ebenfalls eine sehr hohe Priorität. In den herkömmlichen Einsatzbereichen sind nach wie vor noch so große strukturelle und wirtschaftliche Potenziale erschließbar, dass dort die Stromnachfrage trotz weiteren Wachstums stromverbrauchender Geräte und Maschinen um 20-25% sinken könnte. Diese Größenordnung wurde auch in den Szenarien zum Energiekonzept (bezogen auf den Verbrauch des Jahres 2008) für das Jahr 2050 ermittelt. In den Basisszenarien wird von einer möglichen Einsparung in diesen Bereichen (ohne Wärmepumpen und Elektromobilität) von 18% bis 2050 ausgegangen. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird eine Verbrauchsverringerung von 25% bis 2050 angestrebt. Allerdings ist festzustellen, dass der Trend zu ständigem Verbrauchszuwachs von Strom bis 2006 noch nicht eindeutig gestoppt ist (der wirtschaftskrisenbedingte deutliche Verbrauchseinbruch in 2009 ist untypisch). Hier sind also noch besondere Maßnahmen erforderlich, um einen abnehmenden Trend zu stabilisieren. Die im Energiekonzept dazu genannten Maßnahmen, insbesondere die Einrichtung eines Effizienzfonds, sind im Prinzip dafür geeignet. Hinzukommen muss jedoch eine klare Kennzeichnungspflicht für Elektrogeräte, die im Rahmen der Ökodesign-Richtlinie der EU umgesetzt werden kann. Hierzu gehören neben der Kennzeichnung des Verbrauchs auch Angaben zu den Gesamtkosten, also der Anschaffungskosten und der Betriebskosten. Eine beschleunigte Substitution von Speicher- und Direktelektroheizungen, die Setzung von Mindeststandards für Motoren, Pumpen und andere häufig eingesetzte Aggregate, weitere Anreize oder ordnungsrechtliche Vorgaben für betriebliche und kommunale Energienutzungskonzepte und eine Verstärkung des Einspar-Contracting gehören ebenfalls zu den geeigneten Maßnahmen, die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs zu erreichen.

Da eine wirksame Effizienzstrategie für den Klimaschutz unerlässlich ist, sollte auch eine Neuausrichtung des Energie-(Strom-)steuergesetzes bzw. der Gestaltung der Ökosteuer in Betracht gezogen werden. Insbesondere die zahlreichen Steuervergünstigungen und Ausnahmeregelungen schwächen dessen Wirkung stark. Steuervergünstigungen für Betriebe könnten auch an den Nachweis effizienter Energiemanagementsysteme geknüpft werden.

Die Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung im Zusammenhang mit einer effizienteren Ausnutzung des Brennstoffeinsatzes für die Stromerzeugung wurde bereits im Segment (1) erwähnt. Im Vergleich dazu ist die Erhöhung des Wirkungsgrads von reinen Kondensationskraftwerken von vergleichsweise geringer Wirkung. Die Wirkung kann erhöht werden, wenn in großem Umfang Altkraftwerke vom Netz genommen werden und damit der sehr enge Spielraum für effizientere fossile Neukraftwerke vergrößert wird.

7.3.4 Effizienzsteigerung im Verkehr (4)

Die Entwicklung im Verkehrssektor ist durch zwei unterschiedliche Tendenzen gekennzeichnet. Im Personenverkehr zeichnet sich ein Rückgang des Energieverbrauchs ab. Die Personenverkehrsleistung wächst nicht mehr und die Europäische Gesetzgebung zur Begrenzung der CO₂-Emissionen von Straßenfahrzeugen übt Druck auf die Verringerung von Fahrzeugverbräuchen aus. Bestrebungen zur Ausweitung von Hybrid- und Elektrofahrzeugen wirken in dieselbe Richtung. Bei Ausnutzung der technisch und ökonomisch möglichen Effizienzpotenziale durch die Verbesserung des Systemwirkungsgrades des Antriebstrangs, Leichtbau, Minderung des aerodynamischen und Rollwiderstandes und die generelle Hybridisierung der Fahrzeugantriebe kann sich der spezifische Verbrauch von mit Benzin und Diesel betriebenen PKW bis 2050 um 50 bis 60% verringern. Eine Verschiebung des Fahrzeugparks hin zu leichteren bzw. kleineren Fahrzeugen vergrößert hierbei die Spielräume der Effizienz. Die angestrebte Förderung der Weiterentwicklung und des Marktdurchbruchs von Plug-in-Hybrid- und Elektrofahrzeugen wirken in dieselbe Richtung. In Kombination mit einer deutlichen Ausweitung von Elektrofahrzeugen (Segment (6)) führt dies in den Basisszenarien zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs im Personenverkehr um 55% bis 2050 (Basis-szenario 2010 A) bzw. 60% (Basis-szenario 2010 B) im Vergleich zu 2009. Auch im Flugverkehr entstehen durch die Einbeziehung in das europäische Emissionshandelssystem ab 2012 neue Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz.

In den Energieszenarien zum Energiekonzept wird von vergleichbaren Reduktionen des spezifischen Verbrauchs im Personenverkehr ausgegangen. Um die genannten, technisch möglichen Effizienzsteigerungen sicher zu gewährleisten, dürfte die jetzige Gesetzgebung allein jedoch nicht ausreichen. Deshalb ist es wichtig, dass die im Energiekonzept geäußerte Absicht, sich für „eine ambitionierte Ausgestaltung der CO₂-Grenzwerte für Neufahrzeuge einzusetzen“, auch konkret umgesetzt wird. Empfehlenswert ist, damit nicht bis 2020 zu warten, sondern auch die Grenzwerte bis 2020 einer Überprüfung zu unterziehen und auch für den Zeitraum nach 2020 präzise Reduktionsvorgaben zu setzen. Auch die Einführung eines allgemeinen Tempolimits würde die Glaubwürdigkeit der Bundesregierung in dieser Hinsicht verstärken. Sie würde tendenziell auch auf eine Veränderung des Fahrzeugparks mit geringerem spezifischem Verbrauch hinwirken.

Die weitere Entwicklung des Güterverkehrs ist von deutlich wachsenden Verkehrsleistungen geprägt. Zudem sind die technischen Möglichkeiten einer Verringerung des spezifischen Verbrauchs dort geringer als bei PKW. Auch der „Ausweg“ in die Elektromobilität ist für LKW nur begrenzt über Hybridantriebe gegeben. Einem deutlichen Anstieg des Energieverbrauchs muss daher zusätzlich zu technischen Verbesserungen an LKW durch eine beträchtliche Verlagerung auf die Schiene entgegengewirkt werden. In den Basisszenarien wird daher, ebenso wie in den Szenarien zum Energiekonzept, unterstellt, dass sich die Güterverkehrsleistung der Bahn bis 2050 etwa verdoppelt und auch die der Schifffahrt um ca. 50%

steigt. Dadurch steigt der Energieverbrauch des Güterverkehrs in den Basisszenarien geringer als die Verkehrsleistung und sinkt nach 2030 wieder, um im Jahr 2050 leicht unter dem heutigen Niveau zu liegen. Die „Effizienzleistung“ im Verkehr wird also fast vollständig vom Personenverkehr erbracht.

Im Energiekonzept wird auf die Notwendigkeit der Verlagerung von Güterverkehr auf die Bahn explizit hingewiesen, wenn der Verkehr einen angemessenen Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasen erbringen soll. Es ist beabsichtigt, Investitionen in die Schieneninfrastruktur so zu steuern, dass *„spezielle Korridore für den Schienengüterverkehr entwickelt und prioritär ausgebaut werden. Nur so wird es möglich sein, die notwendigen Voraussetzungen für eine Verlagerung insbesondere des Güterverkehrs auf den umweltfreundlicheren Schienenverkehr zu schaffen.“* (Energiekonzept; S. 25). Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die derzeitigen Planungen und die Aufteilung der zur Verfügung stehenden Investitionsmittel diese Zielsetzung nicht widerspiegeln. Der größte Teil ist derzeit für Schnellbahntrecken im Personenverkehr gebunden. Sollen die Ziele der Szenarien des Energiekonzepts bzw. diejenigen der Basisszenarien in diesem Bereich erfolgreich umgesetzt werden, ist hier ein deutliches Umsteuern erforderlich.

7.3.5 EE-Ausbau im Wärmesektor (5)

In den Basisszenarien hat der Ausbau von Erneuerbaren im Wärmesektor einen hohen Stellenwert. Der heute dominierende Einsatz von Biomasse (91% der gesamten Erneuerbaren im Wärmesektor) kann aufgrund des begrenzten Potenzials nicht mehr in größerem Umfang ausgeweitet werden. Auch unter Berücksichtigung des deutlichen Rückgangs der Wärmenachfrage und unter der Annahme einer sehr effizienten Nutzung der Biomasse insbesondere in KWK-Anlagen könnten maximal 23% des Wärmebedarfs des Jahres 2050 mittels Biomasse gedeckt werden (derzeit 8,5% bei etwa gegenüber 2050 zweifachem Energieverbrauch). Deshalb ist eine erfolgreiche Ausweitung des heute noch geringen Beitrags von Solarkollektoren und Erdwärme (hydrothermale Erdwärme und Umweltwärme für Wärmepumpen) von großer Bedeutung für den notwendigen Beitrag des Wärmesektors zum Klimaschutz. Die Analysen zu den Basisszenarien zeigen, dass ihr Beitrag bis 2050 um das Zwanzigfache steigen muss, wenn zu diesem Zeitpunkt auch im Wärmemarkt die Marke von 50% EE-Anteil am Energiebedarf überschritten werden soll (Basisszenario 2010 A 53%, davon wiederum 45% Biomasse und 55% Solarkollektoren und Erdwärme). Zur Erschließung dieser Potenziale ist es zusätzlich erforderlich, auch den Beitrag von Nahwärmeversorgungen auf der Basis dieser Energieträger deutlich zu steigern. In nennenswertem Umfang gibt es diese derzeit nur für Biomasse, sie sind jedoch auch für große Kollektoranlagen mit Langzeitspeicher und hydrothermale Anlagen erforderlich. Diese Angaben machen deutlich, dass noch enorme Anstrengungen erforderlich sein werden, diese Entwicklung in Gang zu setzen.

In den Energieszenarien zum Energiekonzept fällt die Bewertung dieser EE-Techniken deutlich anders aus. Der Solar- und Umweltwärme wird nur in Form von Einzelanlagen eine gewisse Bedeutung beigemessen, die zu einem im Vergleich zu den Basisszenarien nur etwa halb so hohen Beitrag dieser Energien führt. Nahwärmeversorgungen sind nur marginal vorgesehen. Begründet wird dies u. a. mit Zweifeln an der technischen und ökonomischen Machbarkeit von Wärmenetzen vor allem im sanierten Bestand. Diese Einschätzung hat in den Szenarien auch dazu geführt, dass die dezentrale erdgasbasierte KWK bis 2050 völlig

verdrängt wird. Überdeckt wird der relativ geringe Beitrag dieser beiden erneuerbaren Energien durch die sehr ambitionierten Annahmen zur Senkung des Wärmebedarfs (vgl. Segment (2)) und den dort unterstellten größeren Biomassepotenzialen.

Es wird nur durch eine deutliche Ausweitung der Beiträge von Solarkollektoren und von Erdwärme möglich sein, den Bedarf an Niedertemperaturwärme längerfristig weitgehend mit Erneuerbaren zu decken. Das Energiekonzept der Bundesregierung regt zwar eine Weiterentwicklung und Aufstockung des Marktanreizprogramms an, dies allein wird aber nicht ausreichen, dem notwendigen Zubau – insbesondere größerer Solar- und Erdwärmeversorgungen mit Nahwärmenetzen – die notwendige Dynamik zu verleihen. Hier werden sehr viel weitergehende Maßnahmen empfohlen.

Die Kommunen sollten verpflichtet werden, einheitlich strukturierte, flächendeckende Wärmepläne bzw. Energiekonzepte zu erstellen. Dänemark kann hier als Vorbild dienen. In Frage käme auch die Verpflichtung der Regionen, um die Abstimmung der Kommunen untereinander zu erleichtern. Die einheitliche Struktur garantiert aussagekräftige Summenwerte für ganz Deutschland und eine wirkungsvolle Übertragung von Erfahrungen. Ausgehend davon sollten raumordnerische Maßnahmen erarbeitet werden zur Ausweisung von Vorranggebieten für Wärmenetze in Quartieren mit ausreichend hoher Wärmedichte, zur Minimierung von Transportwegen für Biomasse und zur Abstimmung der sinnvollen Beiträge der einzelnen erneuerbaren Energien (und der dezentralen KWK) im Rahmen einer umfassenden Wärmeversorgung.

Bei thermischen Solarkollektoren sind weitere Entwicklungen notwendig, mit denen die Kosten deutlich gesenkt werden können. Vorbild hierfür können die großen dänischen Kollektorfelder sein, welche in vorhandene Wärmenetze einspeisen. Die Kosten je m² Kollektorfläche betragen dort nur ein Viertel derjenigen typischer deutscher Anlagen (250 €/m² statt 1000 €/m²). Weitere Hemmnisse sind die im Allgemeinen zu hohen Vor- und Rücklauftemperaturen von Heizungssystemen. Eine generelle Absenkung würde die Wärmeverluste in Netzen deutlich reduzieren und den Einsatz von Wärmespeichern attraktiver machen. Die bisher realisierten Konzepte zur kostengünstigen Langzeitspeicherung von Wärme haben sich noch nicht ausreichend in der Praxis bewährt. Hier ist sowohl Forschung als auch eine deutliche Ausweitung der Anlagenzahl erforderlich. Bei der Erschließung der Tiefengeothermie sollte die Aufmerksamkeit stärker als bisher auf die Wärmebereitstellung und -verteilung gerichtet werden, da aufgrund der nur relativ niedrigen Temperaturen sehr viel mehr Wärme als Strom bereitgestellt werden kann. Weiterhin können steuerbare Wärmepumpen überschüssigen EE-Strom integrieren und dazu beitragen, Fluktuationen im Strombereich auszugleichen. Hierfür ist es jedoch notwendig, dass für Neuanlagen möglichst frühzeitig entsprechende Speicher- und Steuerungskomponenten als Standard etabliert werden.

Das bisherige gesetzliche Förderinstrument im Wärmemarkt, das EEWärmeG, bezieht sich bisher nur auf Neubauten und erfasst damit nur einen relativ unbedeutenden Teil des Wärmemarktes. Das ergänzende Förderprogramm für den Altbaubestand, das MAP, hat den Nachteil, dass es budgetabhängig ist. Dies hat immer wieder und auch ganz aktuell zu Verunsicherungen und Schwierigkeiten geführt, deren negative Folgen auch mit dem Neustart des MAP im Juli 2010 bisher noch nicht überwunden sind. Wie die Erfahrung zeigt, entwickelt das MAP auch nicht in ausreichendem Maße die notwendige Dynamik, die für ein

schnelles Wachstum größerer Kollektor- und Erdwärmeanlagen erforderlich ist. Ein budget-unabhängiges Förderinstrument, wie es das im Strommarkt erfolgreiche EEG ist, sollte auch für den Wärmemarkt gefunden werden. Dieses müsste den Altbaubestand einbeziehen.

Wie bereits bei Segment (2) erwähnt, ist es nicht sinnvoll, die Intensität einer energetischen Sanierung von Gebäuden ohne Einbeziehung der verschiedenen Möglichkeiten zur Deckung des verbleibenden Wärmebedarfs mittels Erneuerbarer festzulegen. Dies kann sonst zu nicht optimalen bzw. zu teuren Lösungen führen. Die Ziele im Energiekonzept für eine durchgreifende Sanierung des Altbaubestands sollten daher mit Zielsetzungen zum Einsatz von Erneuerbaren im Wärmemarkt verknüpft werden.

7.3.6 EE- Ausbau im Verkehrssektor (6)

Die Ablösung fossiler Kraftstoffe durch Erneuerbare kann aus heutiger Sicht auf unterschiedliche Art erfolgen. Neben einer möglichst weitgehenden Reduktion des Energieverbrauchs (Segment (4)) stehen zur nichtfossilen Deckung des Restbedarfs prinzipiell drei Optionen zur Verfügung. Dies sind Biokraftstoffe, die direkte Nutzung von EE-Strom für Elektrofahrzeuge und aus EE-Strom hergestellte speicherbare Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan. Alle Optionen besitzen attraktive technische Potenziale und haben noch weitere Entwicklungsmöglichkeiten. Sie haben aber jeweils auch spezifische Vor- und Nachteile bzw. Grenzen. Derzeit ist es zu früh, eine dieser Optionen eindeutig zu bevorzugen. In den Basis-szenarien werden daher für den längerfristigen Zeitraum alle drei Optionen mit etwa gleicher Bedeutung berücksichtigt, um damit auch die prinzipielle Offenheit dieser Entwicklungen aufzuzeigen. Biokraftstoffe decken im Jahr 2050 20% des Energiebedarfs des Verkehrs, 17% werden von EE-Strom erbracht (Basisszenario 2010 B) und 18% deckt aus EE-Strom erzeugter Wasserstoff. Der gesamte Beitrag der Erneuerbaren hat mit 55% damit bereits das Übergewicht. Der Individualverkehr ist mit einem EE-Anteil von 95% praktisch emissionsfrei. Während für Biokraftstoffe in der Philosophie der Basisszenarien damit eine Obergrenze erreicht ist (Ausschöpfung des nachhaltigen Potenzials in Deutschland), sind die beiden innovativen Optionen für die weitere Substitution der verbleibenden fossilen Energiemengen nach 2050 gut vorbereitet.

Das Basisszenario 2010 A erfüllt die Zielsetzungen des Energiekonzepts zur Einführung von Elektrofahrzeugen nahezu, das Basisszenario 2010 B übertrifft sie deutlich. Es wird – startend mit einem Basiswert von 1 Mio. Fahrzeuge in 2020 – von 4,5 (Basisszenario A) bzw. 7,5 Mio. Fahrzeugen (Basisszenario B) in 2030 ausgegangen, die sich bis 2050 auf 14 Mio. (A) bis 30 Mio. Fahrzeuge (B) steigern können. Dies umfasst Vollelektrofahrzeuge sowie in größerem Umfang Plug-in-Hybride mit großer elektrischer Reichweite. Das Energiekonzept der Bundesregierung setzt in starkem Ausmaß auf die Elektromobilität und die weiteren Nutzungsmöglichkeiten von Biokraftstoffen. Noch sind diese Optionen jedoch mit Unsicherheiten verknüpft. Bei der Biomasse ist der in den Szenarien zum Energiekonzept ermittelte hohe Beitrag der Biokraftstoffe kritisch zu sehen. Er erfordert Importe um 700 PJ/a und gefährdet dadurch die notwendige ökologische Nachhaltigkeit der Biomassennutzung. Bei der Elektromobilität sind noch beträchtliche Entwicklungsfortschritte hinsichtlich Kapazität, Lebensdauer und Kostensenkung der Batterien erforderlich, bevor Elektrofahrzeuge in großem Umfang konventionelle Fahrzeuge ersetzen können. Es ist deshalb auch notwendig, die weiteren Möglichkeiten, erneuerbaren Strom via chemische Energieträger für den Verkehr nutzbar zu machen, stärker zu berücksichtigen und Forschungs- und Entwicklungsanstren-

gungen hierfür zu verstärken. Insbesondere vor dem Hintergrund einer 100%igen EE-Versorgung, die in jedem Fall auf chemisch speicherbare Energieträger zurückgreifen muss, können sich damit zahlreiche Synergien für alle Sektoren der Energieversorgung durch eine größere Durchlässigkeit von Strom- und Gasversorgung ergeben.

7.4 Schlusswort

Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, die ökonomischen Risiken einer weitgehend importabhängigen Energieversorgung, die Kenntnis um die wachsenden ökologischen Gefährdungen durch die immer aufwändiger werdende Gewinnung weiterer fossiler Energierohstoffe und die nach wie vor ungelösten Fragen einer sicheren Endlagerung von Kernbrennstoffen und der Beherrschung der Risiken einer ausgeweiteten Kernenergienutzung dürften es erleichtern, immer mehr gesellschaftliche und wirtschaftliche Akteure für den notwendigen Umgestaltungsprozess der Energieversorgung in Richtung erneuerbare Energien zu gewinnen. Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung ist ein wichtiger Schritt in diese Richtung gemacht worden. Es besteht ein weitgehender Konsens darüber, dass erneuerbare Energien „eine tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung“ sein müssen und sich längerfristig zur dominierenden Energiequelle entwickeln.

Es gilt allerdings noch mehr als bisher auch die volkswirtschaftlichen Vorteile eines deutlich effizienteren Umgangs mit Energie und eines strukturell konsequenten Ausbaus erneuerbarer Energien sichtbar zu machen. Daraus kann sich eine Eigendynamik entwickeln, die eine kluge Energiepolitik nutzen kann, um die erforderlichen „Leitplanken“ für die Weiterentwicklung der Energieversorgung noch präziser zu definieren und noch bestehende Widersprüche und daraus folgende Umsetzungshemmnisse auszuräumen.

8 Literatur

- AEE 2010: Agentur für erneuerbare Energien: „Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien.“ *Renews Spezial-Ausgabe* 37 / Juli 2010.
- AGEB 2010: „Auswertetabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2009“. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Juli 2010.
- AT Kearney 2010: A.T. Kearney GmbH, Düsseldorf: „Solar Thermal Electricity 2025 - Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production.“ Juni 2010.
- ATW 2010: atw – Internationale Zeitschrift für Kernenergie: „Kernkraftwerke in Deutschland – Betriebsergebnisse 2009“, INFORUM Berlin 2010, www.kernenergie.de.
- BMU 2004: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: J. Nitsch, W. Krewitt, M. Nast, M. Pehnt, G. Reinhardt, M. Fischedick u. a.: „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, WI Wuppertal, März 2004.
- BMU 2005a: J. Nitsch, F. Staiß, B. Wenzel, M. Fischedick: „Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, WI Wuppertal, Dezember 2005.
- BMU 2005b: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Trieb, F.: „Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region“. DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, April 2005.
- BMU 2006: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Trieb, F.: „Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power“. DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, Juni 2006.
- BMU 2007: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: J. Nitsch: „Leitstudie 2007 – Aktualisierung und Neubewertung der Ausbaustrategie erneuerbare Energien.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, Februar 2007.
- BMU 2008a: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: J. Nitsch: „Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, Oktober 2008.
- BMU 2008b: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: B. Wenzel; J. Nitsch: „Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich bis zum Jahr 2030“. Untersuchung im Auftrag des BMU, Teltow, Stuttgart 2008.
- BMU 2009a: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: J. Nitsch, B. Wenzel: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leitszenario 2009“. Im Auftrag des BMU. Stuttgart, Teltow, August 2009.
- BMU 2009b: „Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft.“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juni 2009, Berlin.
- BMU 2010a: B. Wenzel, J. Nitsch: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis 2030“. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Teltow, Stuttgart Juni 2010.
- BMU 2010b: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: „Erneuerbaren Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“. Stand Juni 2010 mit Aktualisierung August 2010.
- BMU 2010c: „Beitrag der Elektromobilität zu langfristigen Klimaschutzziele und Auswirkungen auf die Automobilindustrie.“ Mc Kinsey Company, Abschlussbericht für das BMU, April 2010.
- BMU 2010d: Bundesumweltministerium: „Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“. BMU in Zusammenarbeit mit DLR TT-STB Stuttgart, Ecofys Berlin, ZSW Stuttgart und DBFZ Leipzig, Berlin, Juni 2010 (<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46202>).
- BMWi 2005: Bundeswirtschaftsministerium [Hrsg.] „Energierreport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030“. Untersuchung von Prognos, EWI im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005.

- BMWi 2010: Energiedaten – Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Hrsg. BM für Wirtschaft und Technologie, Fassung vom 20.5. 2010.
- Böhnisch et al. 2007: „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar bis Dezember 2006“. Endbericht, Juli 2007, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/evaluation_map__2006.pdf.
- Braun 2008: M. Braun: "Provision of Ancillary Services by Distributed Generators - Technological and Economic Perspective" Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel, Kassel 2008.
- Breitschopf 2010a: B. Breitschopf; M. Klobasa, F. Sensfuß, M. Ragwitz; U. Lehr; U. Leprich; J. Diekmann, F. Braun, M. Horn: „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich“, Arbeitspaket 1. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe, Osnabrück, Saarbrücken, Berlin 2010.
- Breitschopf 2010b: B. Breitschopf; M. Klobasa, F. Sensfuß, M. Ragwitz; U. Lehr; U. Leprich; J. Diekmann, F. Braun, M. Horn: „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Kurzupdate der quantifizierten Kosten- und Nutzenwirkungen für 2009. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe, Osnabrück, Saarbrücken, Berlin 2010.
- BWP 2009: Bundesverband Wärmepumpe e.V.: „BWP-Branchenstudie 2009 – Szenarien und politische Handlungsempfehlungen“, Berlin, September 2009.
- CDU/CSU/FDP 2009: „Wachstum, Bildung, Zusammenhalt“. Der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, Berlin, Oktober 2009.
- COP 2009: "The Copenhagen Diagnosis – Updating the World on the latest Climate Science". UNSW-Climate Change Research Center, Sydney, November 2009.
- dena 2008: dena: „NNE-Pumpspeicher - Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken“. Herausgegeben von DENA - Deutsche Energie-Agentur.
- DBI GUT 2010: „Erstellung einer Untersuchung der Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas H im Rahmen der G 260“, DVGW DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Abschlussbericht, Leipzig.
- DLR 2010: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Scholz, Y: "Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050". DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart 2010.
- DVGW G 260 2008: Arbeitsblattes DVGW-G 260 „Gasbeschaffenheit“. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn.
- Engler 2002: A. Engler: „Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen“, Dissertation 2001, Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel, Verlag Dissertati-on.de, Berlin, 05/2002, ISBN 3-89825-439-9.
- EP 2010: U. Fahl, M. Fondel, A. Löschel u. a.: „Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009)“, Hauptbericht, Untersuchung im Auftrag des BMWi, IER Stuttgart, RWI Köln, ZEW Mannheim, März 2010.
- EREC 2010: European Renewable Energy Council (EREC), Brussels: "RE-Thinking 2050 - A 100% Renewable Energy Vision for the European Union", April 2010.
- EWI 2010: M. Schlesinger, D. Lindenberger, Ch. Lutz: „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“. Studienprojekt Nr. 12/10 im Auftrag des BMWi, EWI Köln, Prognos Basel, GWS Osnabrück, 27. August 2010.
- E-KONZEPT 2010: „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. BMWi, BMU für die Bundesregierung; Berlin 28.9.2010.
- FfE 2008, M. Steck, W. Mauch: "Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung - Kraftwerk des 21ten Jahrhunderts - E3". 10. Symposium Energieinnovation, Graz 2008.

- FfE 2009: M. Beer, R. Corradini, T. Gobmaier u. a.: „Energiezukunft 2050 – Ist-Zustand und Szenarien.“ Untersuchung im Auftrag von EnBW, E.ON Energie, RWE Power, Vattenfall Europe, FfE München, Auftragsnummer EVU-0001, München 2009.
- FNR 2009: „Biokraftstoffe – eine vergleichende Analyse.“ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow, April 2009.
- FNR 2010: „Anbau nachwachsender Rohstoffe in Deutschland 2008 und 2009“. Tabelle der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow 2010; (www.fnr.de).
- Gatzen 2008: C. Gatzen: „The Economics of Power Storage – Theory an Empirical Analysis for Central Europe.“ Dissertation Universität Köln, 2008.
- Germanwatch 2009: G. von Goerne: „CO₂-Abscheidung und -Lagerung (CCS) in Deutschland“, Berlin 2009.
- Grimm 2007: V. Grimm: „Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung – Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast“. Dissertation Ruhr-Universität Bochum, Bochum 2007.
- Grotogino/Donadei 2009: F. Crotagino, S. Donadei: „Energiespeicher im geologischen Untergrund - Stand der Technik, Vergleich und geotechnisches Potential in Europa“. ETG Fachtagung. Veranstaltung vom 2009.
- GWEC 2010: Global Wind Energy Council (GWEC): „Global Wind 2009 Report.“ März 2010.
- GWS 2010: „Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt.“ Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU; GWS Osnabrück, DLR Stuttgart, DIW Berlin, ISI Karlsruhe, ZSW Stuttgart, Laufzeit 2008-2011; Zwischenbericht: Globale Entwicklung der EE. DLR Stuttgart, Juni 2010.
- Hartmann et al. 2010: K. Hartmann, N. Gerhardt, T. Stetz, J. Daniel-Gromke: „Die Rolle des Stromes aus Biogas in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen“, Studie im Auftrag des BMU von IWES, DBFZ, Fachverband Biogas, geleitet vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Hanau 2010.
- Holzhey 2010: M. Holzhey: „Schienennetz 2025/2030 – Ausbaukonzept für einen leistungsfähigen Schiengüterverkehr in Deutschland.“ Im Auftrag des Umweltbundesamtes, Sachstandsbericht 42/2010, Dessau, Juli 2010.
- IEA 2008: International Energy Agency (IEA), Paris/OECD: „World Energy Outlook 2008“.
- IEA 2009: International Energy Agency (IEA), Paris/OECD: „World Energy Outlook 2009“.
- IEA 2010: International Energy Agency (IEA), Paris: „Energy Technology Perspectives 2010“.
- IEKP 2007: „Integriertes Energie- und Klimaschutzprogramm der Bundesregierung“. Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur vom 23./24.8. 2007 beschlossenen Eckpunkte. BMU/BMWi, Berlin 5. Dez. 2007.
- Kempfert 2005: C. Kempfert: „Weltweiter Klimaschutz – Sofortiges Handeln spart hohe Kosten.“ DIW Wochenbericht Nr. 12-13/2005, S. 209 bis 215.
- Klobasa 2007: M. Klobasa: „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“. Dissertation. ETH Zürich. Zürich 2007.
- Konstantin 2007: P. Konstantin: „Praxisbuch Energiewirtschaft - Energiewandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt“. Berlin Heidelberg: Springer, 2007.
- Krewitt 2004: W. Krewitt, S. Schmid: „CASCADE MINTS“, EU-Projekt, WP 1.5, D1.1: Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options. Final Draft, Stuttgart Juli 2004.
- Krewitt 2008/2010: W. Krewitt, S. Teske, T. Pregger, T. Naegler, S. Simon, W. Graus, E. Blomen et al.: „Energy [R]evolution – a Sustainable World Energy Outlook.“ Untersuchung im Auftrag von Greenpeace Int. und European Renewable Energy Council (EREC); DLR Stuttgart, Ecofys Utrecht, 2nd Edition 2008; 3rd Edition Juni 2010.
- Krewitt/Schlomann 2006: W. Krewitt; B. Schlomann: „Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern“. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2006.

- Langniß et al. 2006: „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005“. Endbericht Oktober 2006 (http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/evaluation_map_2004_2005.pdf).
- Ludwig 2010: H. Ludwig, T. Salnikova, U. Waas: „Lastwechselfähigkeit deutscher KKW“, atw - Internationale Zeitschrift für Kernenergie, Sonderdruck aus atw 55. Jg. (2010), Heft 8/9 August/September, INFORUM Berlin 2010.
- Mackensen et. al. 2008: R. Mackensen, K. Rohrig, H. Emanuel: „Das regenerative Kombikraftwerk“. Abschlussbericht, Herausgegeben von ISET - Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., Kassel 2008.
- Matthes 2010a: F. Matthes: „Energiepreise für aktuelle Modellierungsarbeiten – Teil1: Preise für Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe“. Öko-Institut Berlin, März 2010.
- Matthes 2010b: F. Matthes: „Erste Auswertung des am 5. Sept. 2010 ausgehandelten Modells für die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke.“ Öko-Institut Berlin, 6. September 2010.
- Nast et al. 2009: „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2008“. Endbericht Oktober 2009, (http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/39812.php).
- NEEDS 2009a: Project NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability) des 6. EU-Rahmenprogramms; Projektnummer 502687; Deliverable Nr. 6.1-RS1a: „External costs from emerging electricity generation technologies.“ 24. März 2009.
- NEEDS 2009b: „New Energy Externalities Development for Sustainability“, „Innovative Technologies“ (RS 1a) (s. Project Reports <http://www.needs-project.org/>).
- NERA 2009: NERA/AEA: „The UK Supply Curve for Renewable Heat“, Anhang B, London, UK, 2009 (http://www.nera.com/image/PUB_Renewable_Heat_July2009.pdf).
- Nitsch 2002: J. Nitsch: „Potenziale der Wasserstoffwirtschaft.“ Expertise für den wiss. Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Stuttgart, Juni 2002.
- Nitsch 2010: J. Nitsch: „Kommentare zur Studie „Energieszenarien...“ - Bereich Ausbau von EE im Strombereich sowie Strompreise und resultierende EEG-Umlage.“ Stuttgart, 1. Sept. 2010.
- Prognos 2007: M. Schlesinger, D. Lindenberger u. a.: „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007.“ Von Prognos Basel, EWI Köln, Endbericht, November 2007.
- PWC 2010: PricewaterhouseCoopers (PwC), Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK), Intern. Institute for Applied System Analysis (IIASA), European Climate Forum (ECF): „100% Renewable Electricity – A roadmap to 2050 for Europe and North Africa.“ Download: www.pwc.com/climateready 26.7. 2010.
- RECCS 2007: M. Fishedick, A. Esken, P. Viebahn, J. Nitsch, U. Zuberbühler, O. Edenhofer u. a.: „Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS).“ Studie im Auftrag des BMU, WI Wuppertal, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, PIK Potsdam, 2007.
- Renewability 2009: U. Fritsche, W. Zimmer, B. Lenz, W. Knörr D. Thrän u. a.: „Renewability – Stoffstromanalyse nachhaltige Mobilität im Kontext erneuerbarer Energien bis 2030.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, Öko-Institut, Berlin, DLR Berlin, IFEU Heidelberg, DBFZ Leipzig, TU Dresden. Juni 2009.
- RTE 2010: RTE - Réseau de transport d'électricité: „Produktionsdaten französischer Kraftwerke“. Frankreich 2010 http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/realisation_production.jsp.
- SANDIA 2008: Sandia National Laboratories: „SANDIA REPORT. Solar Energy Grid Integration Systems – Energy Storage (SEGIS-ES)“. Berkeley/USA, 2008.
- Sauer 2009: D. Sauer: „Vergleich von Betriebskosten verschiedener Speichertechnologien und nicht-klassischer Alternativen. Ergebnisse aus der Speicherstudie der ETG 2009“. Veranstaltung vom 2009.
- Schnell 2010: P. Schnell: „Current Status of TOTAL Activities for Hydrogen“. F-cell, Stuttgart 27-28.09.2010 (www.f-cell.de).
- Schüwer et al. 2010: „Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter. Bewertung des Energieträgers Erdgas und seiner Importabhängigkeit“. Wuppertal Institut und Greenpeace Deutschland e.V., Wuppertal, Hamburg.

- Sensfuß 2007: F. Sensfuß; M. Ragwitz: „Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel - Analyse für das Jahr 2006“. Karlsruhe 2007.
- Specht et al. 2010: M. Specht; M. Sterner; F. Baumgart; B. Feigl; V. Frick; B. Stürmer; U. Zuberbühler; G. Waldstein: „Neue Wege zur Herstellung von Erdgassubstitut (SNG) aus erneuerbaren Energien“. New Routes for the Production of Substitute Natural Gas (SNG) from Renewable Energy. FVEE Jahrestreffen. Berlin.
- SRU 2007: Sachverständigenrat für Umweltfragen: „Klimaschutz durch Biomasse.“ Sondergutachten, Berlin Juli 2007.
- SRU 2010: Sachverständigenrat für Umweltfragen: „100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050 – klimaverträglich, sicher, bezahlbar.“ Stellungnahme Nr. 15, Berlin, Mai 2010.
- Stadler 2005: I. Stadler: „Demand Response-Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“. Habilitation, Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel, Kassel 2005.
- Stern 2007: Stern Review „The Economics of Climate Change.“ 2007.
- Sterner 2009: M. Sterner: „Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems.“ Dissertation an der Universität Kassel, University press, Kassel, 2009.
- Sterner et al. 2010: M. Sterner, N. Gerhardt, Y.M. Saint-Drenan et al: „Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem“. Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, für die Schluchseewerke AG, Laufenburg, Baden 2010. www.schluchseewerk.de.
- Strauß 2009: P. Strauß: „Einfluss des Frequenzverhaltens kleiner Generatoren und Lasten auf Stromnetze unter besonderer Berücksichtigung großer Netzstörungen“. Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel, Kassel 2009.
- TAB 2008: TAB: „Energiespeicher – Stand und Perspektiven“. Herausgegeben von TAB - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag. Berlin.
- Thrän 2009: D. Thrän; J. Witt; C. Hennig; J. Daniel-Gromke; N. Rensberg u. a.: „Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse“. Zwischenbericht „Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008“. Leipzig, Jena 2009.
- TradeWind 2009: VTT (Finnland); Sintef (Norwegen); RISOE (Dänemark); Kema (Belgien); Garrard Hassan (UK); 3E (Belgien) & Deutsche Energie-Agentur: „Integrating Wind – Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power“. Studie im Auftrag der EACI der Europäischen Kommission, geleitet vom Europäischen Windenergieverband EWEA, 2009.
- TU-München 2005: H. Roth, O. Brückl, A. Held: „Windenergiebedingte CO₂-Emissionen konventioneller Kraftwerke“. IfE Schriftenreihe – Heft 50, München 2005.
- UBA 2000: J. Nitsch, M. Fishedick, N. Allnoch, O. Langniß, F. Staiß u. a.: „Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien“. Forschungsbericht 298 97 340 (UBA-FB 99-126) von WI Wuppertal, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, IWR Münster im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Erich Schmidt Verlag Berlin 2000.
- UBA 2002: M. Fishedick, J. Nitsch, S. Lechtenböhmer, F. Trieb, M. Nast, u. a.: „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland.“ Forschungsbericht 200 97 104 (UBA-FB 000314) von DLR Stuttgart, WI Wuppertal im Auftrag des UBA, Berlin Juni 2002.
- UBA 2006: S. Ramesohl, M. Fishedick, J. Nitsch, P. Viebahn, M. Pehnt, W. Knörr u. a.: „Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugten Wasserstoffs“. Forschungsvorhaben im Rahmen des UFOPLAN (FKZ 203 45 118) im Auftrag des UBA, WI Wuppertal, DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, März 2006.
- UBA 2007: Umweltbundesamt [Hrsg.]: F. Matthes, G. Markewitz, J. Diekmann, B. Schlomann, H.-J. Ziesing u. a.: „Politiksznarien für den Klimaschutz IV – Szenarien bis 2030“. Vorhaben FKZ 205 46 434 von Öko-Institut Berlin, FZJ Jülich, DIW Berlin, FhG-ISI Karlsruhe, Entwurfsfassung im Auftrag des UBA, Entwurfsfassung, April 2007.
- UBA 2009: Umweltbundesamt [Hrsg.]: F. Matthes, G. Markewitz, J. Diekmann, B. Schlomann, H.-J. Ziesing u. a.: „Politiksznarien V – auf dem Weg zum Strukturwandel“. UBA FB 001308 von Öko-Institut, Berlin, DIW Berlin, FZJ Jülich, FhG-ISI Karlsruhe im Auftrag des UBA, Dessau, Oktober 2009.

- UBA 2010a: T. Klaus, C. Vollmer, K. Werner, H. Lehmann, K. Müschen: „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen.“ Untersuchung des UBA, Dessau, Juli 2010.
- UBA 2010b: Umweltbundesamt: „Nationaler Inventarbericht“. Pressemitteilung UBA 13/2010.
- UBA 2010c: K. Koppe [Redaktion]: „CO₂-Emissionsminderung im Verkehr in Deutschland.“ Sachstandsbericht 05/2010 des Umweltbundesamtes. Dessau, März 2010.
- ÜNB 2009: Prognose der EEG-Umlage 2010 nach AusglMechV. „Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB“. Stand 15.10.2009.
- VDE 2008: W. Leonhard u. a.: „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energiequellen“. ETG Task Force für den VDE, Braunschweig, Dezember 2008.
- VDE 2009: VDE: „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“. Herausgegeben von ETG – Energietechnische Gesellschaft im VDE. Frankfurt a. M.
- von Bremen 2009: L. von Bremen: „Storage and Transport Capacities in Europe for a full Renewable Power Supply System“. Präsentation auf der ewec 2009 (European Wind Energy Conference). Marseille 2009.
- WBA 2007: „Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik“. Gutachten des Wiss. Beirats für Agrarpolitik bei BM für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. Berlin, November 2007.
- WBGU 2008: WBGU: „Welt im Wandel – Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung“. Herausgegeben von WBGU - Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen. Berlin 2008.
- WBGU, 2010: WBGU: „Politikpapier 6 - Klimapolitik nach Kopenhagen: Auf drei Ebenen zum Erfolg“. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, Berlin 2010.
- Winter/Nitsch 1989: C.-J. Winter, J. Nitsch (Hrsg.): „Wasserstoff als Energieträger – Technik, Systeme, Wirtschaft.“ Springer-Verlag, 2. Auflage, Berlin 1989.
- WWF 2009: WWF Deutschland [Hrsg.]: M. Schlesinger, F. Matthes, P. Hofer, H. Hermann, H.-J. Ziesing, u. a.: „Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050“. Untersuchung von Prognos Basel, Öko-Institut Berlin, H.-J. Ziesing Berlin im Auftrag des WWF Deutschland, Frankfurt Oktober 2009.

9 Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| ARES | Ausbau regenerativer Energiesysteme (EE-Modell DLR) |
| AusglMechV | EEG-Ausgleichsmechanismus Verordnung |
| BHKW | Blockheizkraftwerke |
| BioSt-NachV | Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung |
| BMU | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie |
| BZ | Brennstoffzelle |
| CCS | Carbon Dioxide Capture and Storage |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EEWärmeG | Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz |
| E-KFZ | Elektrofahrzeuge |
| EUNA | Region Europa-Nordafrika |
| GHD | Gewerbe, Handel und Dienstleistungen |
| GIS | Geoinformationssystem |
| GuD-KW | Gas- und Dampf-Kombikraftwerk |
| GW | Gigawatt (Mio. kW) |
| GWh | Gigawattstunden (Mio. kWh) |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstromübertragung |
| IEA | Internationale Energieagentur, Paris |
| IGCC | Integrated Gasification Combined Cycle |
| IKT | Informations- und Kommunikationstechnologie |
| KODARES | Kosten des Ausbaus regenerativer Energiesysteme (EEG-Kostenmodell) |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowattstunde |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung |
| KUP | Kurzumtriebsplantagen |
| LZV | Laufzeitverlängerung (der Kernkraftwerke) |
| MAP | Marktanreizprogramm |
| MW _{el} | Megawatt elektrisch |
| MWh | Megawattstunde (1000 kWh) |
| NawaRo | Nachwachsende Rohstoffe |
| NE-Verbrauch | Nichtenergetischer Verbrauch an Energieträgern |
| NREAP | Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien |
| REM _{ix} | Sustainable Renewable Energy Mix for Europe (Modell DLR) |
| pkm | Personenkilometer |

| | |
|-------|----------------------------------------------------------------|
| PSW | Pumpspeicherkraftwerke |
| PV | Fotovoltaik |
| RE | renewable energies |
| SimEE | Simulation der Einspeisung Erneuerbarer Energien (Modell IWES) |
| StrEG | Stromeinspeisungsgesetz |
| tkm | Tonnenkilometer |
| TWh | Terawattstunden (Mrd. kWh) |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| VLS | Volllaststunden (h/a) |
| WEO | World Energy Outlook |
| WG | Wirkungsgrad |
| WP | Wärmepumpe |

10 Datenanhang

Datenanhang I zum Ausbau erneuerbarer Energien

Im Folgenden sind detaillierte Datentabellen zum EE-Ausbau angefügt (Stromerzeugung, installierte Kapazitäten, Investitionen, systemanalytische Differenzkosten). Dargestellt sind die Angaben für das Basisszenario (BSZ) 2010 A und für das Szenario B 100%-S/H2. Für das BSZ 2010 C sind alle Angaben zu den EE identisch mit denen des BSZ 2010 A; das BSZ 2010 B ist bis 2020 identisch mit dem BSZ 2010 A, danach liegen die EE-Werte etwas höher.

Separater Datenanhang II

Weitergehende Informationen wurden in einem separaten Datenanhang zur Leitstudie 2010 dokumentiert und veröffentlicht. Dieser separate Anhang gliedert sich in die drei Abschnitte:

- **Techniken zur Strom- und Wärmeerzeugung:** In den ausführlichen Datenblättern werden für die erneuerbare und die fossile Stromerzeugung, die Stromspeicherung und die Wärmeerzeugung die definierten technisch-ökonomischen Entwicklungspfade der relevanten Techniken bis zum Jahr 2050 im Detail dargestellt.
- **Wertetabellen zu den Szenarien:** In diesem Abschnitt werden die Mengengerüste der Szenarien in ähnlicher Form wie bisher in den Leitstudien der letzten Jahre ausführlich dargestellt, berechnet mit den Modellen ARES und SZENAR.
- **Weitere Grafiken zu den Modellierungen mit SimEE:** Weitere Ergebnisse der Simulationen der Stromversorgung, der fossilen Residuallast und des Einsatzes von Lastausgleichsoptionen werden anhand von Grafiken in zeitlicher Auflösung dargestellt. Ebenso findet sich an dieser Stelle eine genauere Beschreibung des Simulationsmodells SimEE.

Der separate Datenanhang kann auf den Seiten des DLR unter der Adresse www.dlr.de/tt/system unter der Rubrik Veröffentlichungen heruntergeladen werden.

Tabelle 10-1: Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a) im Basisszenario 2010 A; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung (tatsächliche Jahresmengen)

| Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2030. (tatsächliche Jahresmengen) | | | | | | | | | | Szenario: | BASISSZENARIO 2010 - A | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010*) | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| 2000 - 2009 nach AGEb, Stand August 2010 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wasserkraft | 24867 | 23242 | 23664 | 17722 | 19910 | 19577 | 20040 | 21248 | 20448 | 19146 | 20359 | 20563 | 20755 | 20965 | 21185 | 21351 |
| 1 - > 1 MW | 22091 | 20536 | 20919 | 15648 | 17542 | 17220 | 17627 | 18699 | 17915 | 16794 | 17823 | 17968 | 18099 | 18247 | 18403 | 18524 |
| 2 - < 1 MW | 2776 | 2706 | 2745 | 2074 | 2368 | 2357 | 2413 | 2549 | 2533 | 2353 | 2535 | 2595 | 2656 | 2719 | 2782 | 2827 |
| Wind | 7550 | 10509 | 15786 | 18859 | 25509 | 27229 | 30710 | 39713 | 40574 | 38580 | 43454 | 51762 | 56379 | 61099 | 67187 | 71999 |
| 3 - Onshore | 7550 | 10509 | 15786 | 18859 | 25509 | 27229 | 30710 | 39713 | 40544 | 38460 | 43071 | 50827 | 54544 | 57855 | 61889 | 63807 |
| 4 - Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 120 | 383 | 935 | 1835 | 3244 | 5297 | 8192 |
| Fotovoltaik | 64 | 76 | 162 | 313 | 556 | 1282 | 2220 | 3075 | 4420 | 6578 | 12485 | 18103 | 22151 | 24946 | 27528 | 30409 |
| 5 - Dächer, Fassaden | 63 | 72 | 149 | 286 | 491 | 1124 | 1978 | 2705 | 3859 | 5768 | 11283 | 16606 | 20457 | 23142 | 25650 | 28486 |
| 6 - Freiflächen | 1 | 4 | 13 | 27 | 65 | 158 | 242 | 370 | 561 | 810 | 1203 | 1498 | 1694 | 1805 | 1878 | 1923 |
| Biomasse, gesamt | 4735 | 5208 | 6035 | 8045 | 10121 | 14017 | 18511 | 23556 | 27563 | 30443 | 31665 | 33296 | 35282 | 37247 | 39174 | 41058 |
| - davon Biogas + Bio flüssig | 1966 | 2217 | 2605 | 3097 | 3291 | 3979 | 6305 | 9882 | 11609 | 13424 | 14160 | 14855 | 15841 | 16798 | 17686 | 18534 |
| 7 -- Deponie-, Klärgas | 1519 | 1486 | 1539 | 1569 | 1678 | 1959 | 2033 | 1989 | 1956 | 1966 | 1966 | 1954 | 1923 | 1899 | 1879 | 1847 |
| 8 -- Biogase | 440 | 722 | 1056 | 1370 | 1356 | 1691 | 3332 | 6493 | 8210 | 10007 | 10744 | 11451 | 12468 | 13449 | 14357 | 15237 |
| 9 -- flüssige Brennstoffe | 6 | 8 | 10 | 158 | 257 | 329 | 940 | 1400 | 1443 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 |
| - davon Bio Feststoffe | 925 | 1132 | 1482 | 2787 | 4714 | 6991 | 8531 | 9545 | 11014 | 12100 | 12438 | 13305 | 14237 | 15177 | 16147 | 17115 |
| 10 -- Altholz (KW+HKW) | 925 | 1132 | 1452 | 2699 | 4478 | 6441 | 7511 | 8109 | 8767 | 9075 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 |
| 11 -- naturbelass. (KW+HKW) | 0 | 0 | 30 | 88 | 236 | 550 | 1020 | 1436 | 2247 | 3025 | 3291 | 4099 | 4903 | 5652 | 6375 | 7070 |
| 12 -- naturbelass. KWK innov. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 71 | 198 | 390 | 637 | 909 |
| 13 - davon biogener Abfall | 1844 | 1859 | 1949 | 2161 | 2117 | 3047 | 3675 | 4130 | 4940 | 4920 | 5067 | 5135 | 5204 | 5272 | 5341 | 5410 |
| 14 Geothermie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 18 | 19 | 35 | 63 | 105 | 166 | 251 | 366 |
| 15 Import | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gesamt | 37216 | 39035 | 45648 | 44939 | 56096 | 62105 | 71482 | 87593 | 93023 | 94766 | 107998 | 123787 | 134672 | 144424 | 155325 | 165183 |
| Gesamt ohne Import | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bruttostrom BASIS 2010 A | 573 | 583 | 583 | 601 | 609 | 614 | 630 | 631 | 632 | 590 | 600 | 597 | 595 | 592 | 590 | 587 |
| Anteil an Bruttoerzeug., % | 6,5 | 6,7 | 7,8 | 7,5 | 9,2 | 10,1 | 11,3 | 13,9 | 14,7 | 16,1 | 18,0 | 20,7 | 22,6 | 24,4 | 26,3 | 28,1 |
| *) Ertrag ab 2010: Mittelwert des Jahres $n = (2 \cdot \text{Ertrag Jahr } n-1 + \text{Ertrag Jahr } n) / 3$ (außer Wasserkraft und biogener Abfall) | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fortsetzung der Tabelle 10-1: Stromerzeugung der EE 2016 bis 2050 (GWh/a) im Basisszenario 2010 A

| 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 21530 | 21717 | 21892 | 22058 | 22160 | 22294 | 22428 | 22562 | 22697 | 22831 | 22965 | 23099 | 23233 | 23367 | 23501 | 23967 | 24432 | 24748 | 25064 |
| 18660 | 18806 | 18942 | 19074 | 19161 | 19289 | 19417 | 19545 | 19673 | 19801 | 19929 | 20057 | 20185 | 20313 | 20441 | 20886 | 21331 | 21633 | 21935 |
| 2870 | 2911 | 2950 | 2984 | 2999 | 3005 | 3011 | 3017 | 3024 | 3030 | 3036 | 3042 | 3048 | 3054 | 3060 | 3081 | 3101 | 3115 | 3130 |
| 78379 | 85205 | 92251 | 99827 | 108045 | 115445 | 122844 | 130243 | 137643 | 145042 | 152441 | 159840 | 167240 | 174639 | 182038 | 211147 | 240255 | 250676 | 261097 |
| 66541 | 69156 | 71395 | 73513 | 75528 | 76679 | 77830 | 78981 | 80132 | 81283 | 82434 | 83585 | 84736 | 85887 | 87038 | 92422 | 97805 | 100902 | 103999 |
| 11838 | 16048 | 20856 | 26314 | 32517 | 38765 | 45014 | 51262 | 57510 | 63759 | 70007 | 76255 | 82503 | 88752 | 95000 | 118725 | 142450 | 149774 | 157098 |
| 33150 | 35851 | 38547 | 41257 | 43947 | 45252 | 46557 | 47861 | 49166 | 50470 | 51775 | 53079 | 54384 | 55689 | 56993 | 58559 | 60125 | 60646 | 61167 |
| 31161 | 33700 | 36235 | 38781 | 41311 | 42594 | 43877 | 45160 | 46444 | 47727 | 49010 | 50294 | 51577 | 52860 | 54143 | 55631 | 57119 | 57614 | 58109 |
| 1989 | 2151 | 2313 | 2475 | 2637 | 2658 | 2679 | 2701 | 2722 | 2743 | 2765 | 2786 | 2807 | 2828 | 2850 | 2928 | 3006 | 3032 | 3058 |
| 42868 | 44723 | 46434 | 48051 | 49457 | 50123 | 50790 | 51456 | 52123 | 52790 | 53456 | 54123 | 54790 | 55456 | 56123 | 58182 | 60241 | 60393 | 60545 |
| 19338 | 20217 | 21017 | 21769 | 22307 | 22578 | 22849 | 23121 | 23392 | 23664 | 23935 | 24207 | 24478 | 24750 | 25021 | 26174 | 27326 | 27326 | 27326 |
| 1778 | 1713 | 1654 | 1589 | 1525 | 1525 | 1526 | 1526 | 1527 | 1528 | 1528 | 1529 | 1529 | 1530 | 1531 | 1557 | 1583 | 1583 | 1583 |
| 16110 | 17054 | 17913 | 18730 | 19332 | 19598 | 19864 | 20129 | 20395 | 20661 | 20927 | 21192 | 21458 | 21724 | 21990 | 23115 | 24240 | 24240 | 24240 |
| 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1455 | 1460 | 1465 | 1470 | 1476 | 1481 | 1486 | 1491 | 1496 | 1501 | 1502 | 1503 | 1503 | 1503 |
| 18042 | 18921 | 19733 | 20500 | 21270 | 21665 | 22060 | 22455 | 22851 | 23246 | 23641 | 24036 | 24431 | 24826 | 25222 | 26128 | 27035 | 27187 | 27339 |
| 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 |
| 7711 | 8292 | 8812 | 9265 | 9749 | 9776 | 9803 | 9830 | 9857 | 9884 | 9910 | 9937 | 9964 | 9991 | 10018 | 10055 | 10092 | 10097 | 10103 |
| 1195 | 1493 | 1785 | 2100 | 2386 | 2754 | 3122 | 3490 | 3859 | 4227 | 4595 | 4963 | 5331 | 5699 | 6068 | 6937 | 7807 | 7954 | 8101 |
| 5488 | 5586 | 5684 | 5782 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 |
| 520 | 722 | 976 | 1281 | 1654 | 2144 | 2633 | 3123 | 3613 | 4103 | 4593 | 5083 | 5573 | 6063 | 6553 | 10420 | 14287 | 19201 | 24115 |
| 0 | 0 | 133 | 707 | 1808 | 5167 | 8526 | 11886 | 15245 | 18604 | 21963 | 25322 | 28682 | 32041 | 35400 | 60825 | 86250 | 105000 | 123750 |
| 176446 | 188218 | 200235 | 213181 | 227071 | 240425 | 253778 | 267132 | 280486 | 293840 | 307193 | 320547 | 333901 | 347255 | 360608 | 423099 | 485590 | 520665 | 555739 |
| 176446 | 188218 | 200102 | 212474 | 225263 | 235257 | 245252 | 255247 | 265241 | 275236 | 285230 | 295225 | 305219 | 315214 | 325208 | 362274 | 399340 | 415665 | 431989 |
| 583 | 579 | 576 | 572 | 568 | 565 | 562 | 559 | 556 | 553 | 552 | 552 | 551 | 551 | 550 | 565 | 579 | 608 | 637 |
| 30,3 | 32,5 | 34,8 | 37,3 | 40,0 | 42,6 | 45,2 | 47,8 | 50,4 | 53,1 | 55,6 | 58,1 | 60,6 | 63,1 | 65,6 | 75,0 | 83,9 | 85,6 | 87,2 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabelle 10-2: Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW) im Basisszenario 2010 A; Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung

| Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende) | | | | | | | | | | | | BASISSZENARIO 2010 - A | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| 2000 - 2009 nach AGEb, Stand August 2010 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wasserkraft | 4238 | 4242 | 4264 | 4285 | 4307 | 4329 | 4348 | 4362 | 4375 | 4387 | 4401 | 4415 | 4434 | 4458 | 4486 | 4516 |
| 1 - > 1 MW | 3688 | 3690 | 3709 | 3726 | 3740 | 3755 | 3766 | 3773 | 3779 | 3784 | 3791 | 3797 | 3809 | 3825 | 3847 | 3870 |
| 2 - < 1 MW | 550 | 552 | 555 | 560 | 567 | 574 | 582 | 589 | 596 | 603 | 611 | 618 | 625 | 632 | 640 | 646 |
| Wind | 6095 | 8754 | 12001 | 14609 | 16629 | 18428 | 20622 | 22247 | 23895 | 25771 | 27738 | 29607 | 31358 | 32974 | 34803 | 36647 |
| 3 - Onshore | 6095 | 8754 | 12001 | 14609 | 16629 | 18428 | 20622 | 22247 | 23883 | 25699 | 27526 | 29175 | 30566 | 31672 | 32763 | 33647 |
| 4 - Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 72 | 212 | 432 | 792 | 1302 | 2040 | 3000 |
| Photovoltaik | 76 | 186 | 296 | 439 | 1074 | 1980 | 2812 | 3977 | 5979 | 9785 | 18284 | 24284 | 28483 | 32082 | 35381 | 38429 |
| 5 - Dächer, Fassaden | 74 | 177 | 272 | 395 | 956 | 1742 | 2446 | 3420 | 5142 | 8610 | 16639 | 22341 | 26347 | 29836 | 33081 | 36123 |
| 6 - Freiflächen | 1,5 | 9,3 | 23,7 | 43,9 | 118,1 | 238 | 366 | 557 | 837 | 1174 | 1646 | 1943 | 2136 | 2246 | 2300 | 2306 |
| Biomasse, gesamt | 1164 | 1241 | 1363 | 1973 | 2488 | 3120 | 3848 | 4745 | 5414 | 5867 | 6258 | 6587 | 6893 | 7182 | 7471 | 7723 |
| - davon Biogas + Bio flüssig | 393 | 426 | 491 | 574 | 598 | 704 | 1106 | 1734 | 2037 | 2355 | 2549 | 2697 | 2845 | 2972 | 3099 | 3199 |
| 7 -- Deponie-, Klärgas | 276 | 272 | 279 | 283 | 297 | 335 | 345 | 339 | 334 | 336 | 336 | 331 | 328 | 325 | 323 | 314 |
| 8 -- Biogase | 116 | 153 | 211 | 262 | 255 | 311 | 594 | 1145 | 1445 | 1760 | 1954 | 2107 | 2259 | 2388 | 2517 | 2626 |
| 9 -- flüssige Brennstoffe *) | 1,1 | 1,4 | 1,8 | 28,2 | 45,9 | 59 | 168 | 250 | 258 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 |
| - davon Bio Feststoffe | 185 | 231 | 287 | 552 | 873 | 1206 | 1492 | 1679 | 1937 | 2086 | 2240 | 2401 | 2539 | 2681 | 2824 | 2956 |
| 10 -- Altholz (KW+HKW) | 185 | 231 | 281 | 535 | 830 | 1111 | 1313 | 1427 | 1542 | 1565 | 1643 | 1641 | 1619 | 1600 | 1583 | 1564 |
| 11 -- naturbelass. (KW+HKW) | 0 | 0 | 6 | 17 | 44 | 95 | 178 | 253 | 395 | 522 | 592 | 736 | 869 | 990 | 1105 | 1210 |
| 12 -- naturbelass. KWK innov. | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 24 | 52 | 91 | 136 | 182 |
| 13 - davon biogener Abfall | 585 | 585 | 585 | 847 | 1016 | 1210 | 1250 | 1332 | 1440 | 1426 | 1469 | 1488 | 1508 | 1528 | 1548 | 1568 |
| 14 Geothermie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 3 | 3 | 7 | 10 | 17 | 27 | 40 | 57 | 79 |
| 15 Import | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gesamt | 11573 | 14424 | 17924 | 21306 | 24497 | 27858 | 31630 | 35334 | 39666 | 45816 | 56691 | 64910 | 71195 | 76735 | 82198 | 87395 |
| Gesamt ohne Import | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fortsetzung der Tabelle 10-2: Installierte EE-Leistungen 2016 bis 2050 (MW) im Basisszenario 2010 A

| | | | | | Fortsetzung | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| 4546 | 4582 | 4614 | 4646 | 4669 | 4696 | 4723 | 4749 | 4776 | 4803 | 4829 | 4856 | 4882 | 4909 | 4936 | 5018 | 5101 | 5152 | 5203 |
| 3894 | 3924 | 3951 | 3979 | 3999 | 4025 | 4051 | 4077 | 4103 | 4129 | 4155 | 4181 | 4207 | 4232 | 4258 | 4340 | 4421 | 4472 | 4523 |
| 652 | 658 | 663 | 668 | 671 | 672 | 672 | 673 | 673 | 674 | 675 | 675 | 676 | 676 | 677 | 679 | 680 | 680 | 680 |
| 38471 | 40155 | 41910 | 43751 | 45750 | 47459 | 49168 | 50878 | 52587 | 54296 | 56006 | 57715 | 59424 | 61133 | 62843 | 69644 | 76446 | 77860 | 79274 |
| 34371 | 34815 | 35188 | 35479 | 35750 | 35959 | 36168 | 36378 | 36587 | 36796 | 37006 | 37215 | 37424 | 37633 | 37843 | 38882 | 39921 | 39960 | 40000 |
| 4100 | 5340 | 6722 | 8272 | 10000 | 11500 | 13000 | 14500 | 16000 | 17500 | 19000 | 20500 | 22000 | 23500 | 25000 | 30763 | 36526 | 37900 | 39275 |
| 41257 | 44004 | 46648 | 49222 | 51753 | 52878 | 54003 | 55127 | 56252 | 57377 | 58501 | 59626 | 60751 | 61876 | 63000 | 64000 | 65000 | 65000 | 65000 |
| 38782 | 41364 | 43849 | 46269 | 48648 | 49768 | 50888 | 52009 | 53129 | 54249 | 55369 | 56490 | 57610 | 58730 | 59850 | 60800 | 61750 | 61750 | 61750 |
| 2475 | 2640 | 2799 | 2953 | 3105 | 3110 | 3114 | 3119 | 3123 | 3128 | 3132 | 3137 | 3141 | 3146 | 3150 | 3200 | 3250 | 3250 | 3250 |
| 8023 | 8294 | 8556 | 8785 | 8921 | 9016 | 9112 | 9208 | 9304 | 9400 | 9496 | 9592 | 9688 | 9784 | 9880 | 10214 | 10548 | 10573 | 10598 |
| 3325 | 3430 | 3532 | 3613 | 3626 | 3660 | 3695 | 3729 | 3764 | 3799 | 3833 | 3868 | 3902 | 3937 | 3972 | 4155 | 4337 | 4337 | 4337 |
| 305 | 297 | 289 | 278 | 274 | 274 | 275 | 275 | 275 | 276 | 276 | 277 | 277 | 277 | 278 | 281 | 285 | 285 | 285 |
| 2761 | 2875 | 2984 | 3076 | 3093 | 3126 | 3159 | 3193 | 3226 | 3259 | 3293 | 3326 | 3359 | 3393 | 3426 | 3605 | 3784 | 3784 | 3784 |
| 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 260 | 261 | 262 | 263 | 264 | 264 | 265 | 266 | 267 | 268 | 268 | 268 | 268 | 268 |
| 3108 | 3245 | 3377 | 3496 | 3590 | 3652 | 3713 | 3774 | 3836 | 3897 | 3958 | 4020 | 4081 | 4142 | 4204 | 4355 | 4506 | 4531 | 4557 |
| 1448 | 1554 | 1549 | 1545 | 1531 | 1530 | 1529 | 1529 | 1528 | 1527 | 1526 | 1525 | 1524 | 1523 | 1523 | 1523 | 1523 | 1523 | 1523 |
| 1222 | 1411 | 1495 | 1567 | 1634 | 1638 | 1641 | 1645 | 1648 | 1652 | 1655 | 1659 | 1663 | 1666 | 1670 | 1676 | 1682 | 1683 | 1684 |
| 437 | 280 | 333 | 384 | 425 | 484 | 543 | 601 | 660 | 718 | 777 | 835 | 894 | 953 | 1011 | 1156 | 1301 | 1326 | 1350 |
| 1591 | 1619 | 1648 | 1676 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 |
| 107 | 142 | 185 | 236 | 298 | 369 | 440 | 511 | 582 | 653 | 724 | 795 | 866 | 937 | 1008 | 1603 | 2198 | 2954 | 3710 |
| 0 | 0 | 100 | 300 | 580 | 1180 | 1780 | 2380 | 2980 | 3580 | 4180 | 4780 | 5380 | 5980 | 6580 | 10790 | 15000 | 18000 | 21000 |
| 92405 | 97178 | 102014 | 106941 | 111971 | 115599 | 119226 | 122854 | 126481 | 130109 | 133736 | 137364 | 140991 | 144619 | 148246 | 161270 | 174293 | 179539 | 184786 |
| 92405 | 97178 | 101914 | 106641 | 111391 | 114419 | 117446 | 120474 | 123501 | 126529 | 129556 | 132584 | 135611 | 138639 | 141666 | 150480 | 159293 | 161539 | 163786 |

Tabelle 10-3: Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien im Basisszenario 2010 A

| PJ/a | BASISSZENARIO 2010 - A | | | | | | | | |
|----------------------------------------------|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|
| | 2005 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Therm. Kollektoren | 10 | 17 | 18 | 38 | 70 | 114 | 158 | 254 | 343 |
| -- davon Nahwärme | 0,1 | 0,5 | 1 | 5 | 13 | 30 | 46 | 99 | 162 |
| -- davon Einzelanlagen | 10 | 17 | 18 | 33 | 57 | 85 | 112 | 155 | 181 |
| Umweltwärme | 6 | 18 | 23 | 52 | 94 | 146 | 198 | 284 | 366 |
| -- davon Nahwärme (Geothermie) | 0,5 | 1,2 | 2 | 10 | 29 | 59 | 89 | 155 | 212 |
| -- davon Einzelanlagen (WP) | 6 | 17 | 21 | 42 | 65 | 87 | 109 | 129 | 155 |
| Biogene Festbrennstoffe | 284 | 316 | 327 | 381 | 423 | 440 | 456 | 471 | 473 |
| Biogene gasf.(+flüss.) Brennstoffe | 20 | 62 | 66 | 82 | 97 | 102 | 107 | 116 | 116 |
| Biowärme (End) gesamt | 304 | 378 | 393 | 464 | 520 | 542 | 563 | 587 | 589 |
| -- davon KWK - Wärme | 69 | 112 | 120 | 161 | 195 | 209 | 223 | 240 | 241 |
| -- davon übrige Nahwärme | 58 | 65 | 68 | 81 | 93 | 97 | 102 | 106 | 106 |
| -- davon Einzelanlagen | 178 | 201 | 205 | 222 | 232 | 236 | 239 | 241 | 242 |
| EE-Wärme (End) gesamt | 320 | 413 | 434 | 554 | 684 | 802 | 919 | 1125 | 1298 |
| --davon gesamte Nahwärme | 127 | 179 | 191 | 257 | 331 | 395 | 459 | 599 | 721 |
| -- davon Einzelanlagen | 193 | 234 | 243 | 297 | 354 | 407 | 460 | 526 | 577 |
| zusätzlich für Gesamtszenario (PJ/a): | | | | | | | | | |
| gesamte Biomasse-Nahwärme | 126 | 177 | 189 | 242 | 288 | 306 | 324 | 345 | 347 |
| gesamte Bio-Wärme+Bio-Strom | 355 | 487 | 507 | 612 | 699 | 732 | 765 | 804 | 807 |
| gesamte Bio- Endenergie | 436 | 608 | 645 | 777 | 932 | 1000 | 1065 | 1104 | 1107 |

Tabelle 10-4: EE-Endenergie (Strom + Wärme + Kraftstoffe) nach Energiequellen im Basisszenario 2010 A

| Endenergie nach EE-Quellen *) in PJ/a | BASISSZENARIO 2010 - A | | | | | | | | |
|------------------------------------------|------------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2005 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Wasser | 70 | 69 | 71 | 74 | 77 | 79 | 82 | 85 | 87 |
| Wind | 98 | 139 | 155 | 256 | 388 | 545 | 703 | 942 | 995 |
| Sonne | 15 | 41 | 63 | 147 | 228 | 309 | 412 | 627 | 827 |
| Biomasse | 436 | 608 | 645 | 777 | 932 | 1000 | 1065 | 1104 | 1107 |
| Erdwärme | 6 | 18 | 23 | 54 | 100 | 161 | 221 | 336 | 453 |
| Insgesamt | 625 | 875 | 957 | 1308 | 1725 | 2093 | 2484 | 3093 | 3469 |

*) Wasserstoff auf EE-Quellen umgelegt

Tabelle 10-5: Jährlich installierte Leistung in EE-Strom- und EE-Wärmeanlagen im Basisszenario 2010 A

| Jährliche Leistungsinstallation; MW/a | | | | | | | | BASISSZENARIO 2010 - A | | | | |
|---------------------------------------|--------------------|-------------|-------------|--------------------|------------------|-------------------|-----------------------------|------------------------|------------------|------------------|---------------------------|---------------------------|
| | S T R O M (MWel/a) | | | | | | | W A R M E (MWth/a) | | | Strom gesamt MWel/a | Wärme gesamt MWth/a |
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Geotherm. Strom | Strom- import | Biomasse Strom | Biogene Abfälle Strom | Biomasse Wärme **) | Kollek- toren | Umwelt- wärme | | |
| 2000 | 41 | 1650 | 44 | 0 | 0 | 80 | 0 | 500 | 450 | 43 | 1815 | 993 |
| 2001 | 25 | 2659 | 110 | | | 79 | 4 | 2028 | 641 | 44 | 2877 | 2712 |
| 2002 | 43 | 3247 | 110 | | | 121 | 26 | 2535 | 385 | 54 | 3547 | 2974 |
| 2003 | 43 | 2608 | 143 | | | 348 | 61 | 3046 | 510 | 64 | 3202 | 3621 |
| 2004 | 43 | 2020 | 635 | 0 | | 346 | 0 | 2264 | 530 | 74 | 3044 | 2868 |
| 2005 | 43 | 1801 | 906 | 0 | | 439 | 266 | 1609 | 673 | 94 | 3455 | 2376 |
| 2006 | 40 | 2199 | 832 | 0 | | 687 | 179 | 1352 | 1007 | 156 | 3938 | 2515 |
| 2007 | 35 | 1677 | 1165 | 3 | | 819 | 130 | 1640 | 694 | 410 | 3829 | 2743 |
| 2008 | 35 | 1688 | 2002 | 0 | | 573 | 231 | 1536 | 941 | 720 | 4529 | 3197 |
| 2009 | 33 | 1918 | 3806 | 4 | | 484 | 0 | 2145 | 735 | 795 | 6245 | 3675 |
| 2010 | 35 | 2040 | 8500 | 4 | | 373 | 36 | 2145 | 966 | 925 | 10988 | 4036 |
| 2011 | 35 | 2020 | 6000 | 7 | | 344 | 20 | 2315 | 1302 | 1010 | 8426 | 4627 |
| 2012 | 40 | 2060 | 4200 | 10 | | 329 | 20 | 2221 | 1680 | 1080 | 6658 | 4981 |
| 2013 | 45 | 2110 | 3600 | 13 | | 317 | 20 | 2393 | 2100 | 1150 | 6105 | 5643 |
| 2014 | 50 | 2238 | 3300 | 17 | | 320 | 20 | 2585 | 2520 | 1210 | 5944 | 6315 |
| 2015 | 55 | 2460 | 3050 | 22 | 0 | 288 | 20 | 2762 | 2940 | 1270 | 5895 | 6972 |
| 2016 | 60 | 2694 | 2830 | 28 | 0 | 335 | 22 | 2914 | 3360 | 1320 | 5969 | 7594 |
| 2017 | 70 | 2940 | 2750 | 35 | 0 | 300 | 28 | 2913 | 3780 | 1370 | 6123 | 8063 |
| 2018 | 70 | 3232 | 2650 | 43 | 100 | 292 | 28 | 2848 | 4060 | 1410 | 6415 | 8318 |
| 2019 | 75 | 3900 | 2580 | 51 | 200 | 258 | 28 | 2746 | 4340 | 1450 | 7091 | 8536 |
| 2020 | 74 | 4228 | 2540 | 62 | 280 | 165 | 28 | 2612 | 4620 | 1490 | 7377 | 8722 |
| 2030 | 100 | 4032 | 2525 | 71 | 600 | 465 | 0 | 2244 | 5950 | 1800 | 7793 | 9994 |
| 2040 | 104 | 3616 | 3721 | 120 | 900 | 233 | 0 | 2714 | 9100 | 2000 | 8694 | 13814 |
| 2050 | 109 | 4315 | 2527 | 180 | 1200 | 460 | 0 | 2257 | 11900 | 2200 | 8790 | 16357 |

**) nur reine Heizanlagen und Heizwerke

Tabelle 10-6: Investitionen in die Strom- und Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien im Basisszenario 2010 A

| Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio EUR/a; Mio EUR) Strom- und Wärmemarkt getrennt; Nahwärmenetze getrennt ausgewiesen | | | | | | | | | | | BASISSZENARIO 2010 - A | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|---------------|--------------|------------------|--------------|-------------------|--------------------------------|------------------|--------------------|--------------------|------------------------|------------------------------------|------------------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Strom- import | Kollektoren | Biomasse Wärme | Biogas/ Biomasse KWK **) | Umwelt -wärme | Geotherm. Strom | Nahwärme- netze | Gesamt Strom | Gesamt Wärme ohne Nahwärme ! | Gesamt- Investition |
| 2000 | ^{+) 90} | 2145 | 264 | 0 | 514 | ^{+) 950} | ^{+) 480} | ^{+) 60} | 0 | 103 | 2979 | 1524 | 4503 |
| 2001 | 54 | 3404 | 627 | 0 | 731 | 1966 | 436 | 71 | 0 | 355 | 4520 | 2768 | 7288 |
| 2002 | 88 | 4091 | 594 | 0 | 432 | 2476 | 576 | 87 | 0 | 455 | 5349 | 2994 | 8343 |
| 2003 | 91 | 3234 | 729 | 0 | 564 | 2672 | 926 | 101 | 0 | 642 | 4980 | 3338 | 8318 |
| 2004 | 94 | 2464 | 3048 | 0 | 573 | 1988 | 745 | 116 | 0 | 819 | 6351 | 2677 | 9028 |
| 2005 | 96 | 2179 | 4077 | 0 | 714 | 1626 | 1051 | 145 | 0 | 875 | 7403 | 2485 | 9888 |
| 2006 | 92 | 2639 | 3494 | 0 | 1041 | 1910 | 2191 | 238 | 0 | 885 | 8415 | 3188 | 11603 |
| 2007 | 83 | 1996 | 4544 | 0 | 692 | 2379 | 2848 | 618 | 39 | 991 | 9509 | 3689 | 13198 |
| 2008 | 84 | 2021 | 7007 | 0 | 901 | 1660 | 1356 | 1066 | 0 | 1045 | 10468 | 3627 | 14095 |
| 2009 | 81 | 2384 | 11799 | 0 | 666 | 1497 | 1741 | 1138 | 42 | 1067 | 16046 | 3300 | 19346 |
| 2010 | 87 | 2666 | 23800 | 0 | 827 | 1625 | 1256 | 1281 | 40 | 758 | 27848 | 3733 | 31581 |
| 2011 | 88 | 2754 | 15000 | 0 | 1056 | 1713 | 1129 | 1350 | 77 | 763 | 19048 | 4119 | 23168 |
| 2012 | 101 | 3001 | 9240 | 0 | 1280 | 1627 | 1070 | 1391 | 105 | 773 | 13516 | 4298 | 17814 |
| 2013 | 114 | 3250 | 7200 | 0 | 1494 | 1722 | 1017 | 1429 | 130 | 793 | 11712 | 4645 | 16356 |
| 2014 | 128 | 3680 | 6270 | 0 | 1672 | 1831 | 1093 | 1450 | 162 | 843 | 11332 | 4953 | 16285 |
| 2015 | 142 | 4148 | 5490 | 0 | 1814 | 1918 | 1019 | 1468 | 198 | 852 | 10996 | 5200 | 16197 |
| 2016 | 158 | 4456 | 4670 | 0 | 1932 | 1996 | 1104 | 1474 | 241 | 895 | 10627 | 5402 | 16030 |
| 2017 | 183 | 4778 | 4125 | 0 | 2018 | 1928 | 1109 | 1479 | 291 | 888 | 10486 | 5425 | 15911 |
| 2018 | 184 | 5121 | 3710 | 370 | 1996 | 1735 | 943 | 1475 | 348 | 865 | 10676 | 5207 | 15882 |
| 2019 | 195 | 5854 | 3354 | 720 | 1910 | 1644 | 928 | 1481 | 408 | 889 | 11459 | 5036 | 16495 |
| 2020 | 195 | 6204 | 3048 | 980 | 1866 | 1536 | 552 | 1486 | 496 | 829 | 11475 | 4889 | 16364 |
| 2030 | 287 | 5349 | 2525 | 2255 | 2060 | 1399 | 1675 | 1580 | 568 | 1059 | 12658 | 5039 | 17697 |
| 2040 | 315 | 4523 | 3498 | 3240 | 2950 | 1511 | 1044 | 1690 | 960 | 1291 | 13580 | 6151 | 19731 |
| 2050 | 346 | 4792 | 2223 | 4155 | 3630 | 1302 | 1534 | 1785 | 1440 | 1242 | 14490 | 6717 | 21207 |
| D 10 - 20 | 143 | 4174 | 7810 | 188 | 1624 | 1752 | 1020 | 1433 | 227 | 832 | 13561 | 4810 | 18371 |
| Kum 10-20 | 1574 | 45911 | 85907 | 2070 | 17865 | 19276 | 11220 | 15766 | 2495 | 9147 | 149176 | 52907 | 202083 |
| D 21 - 50 | 316 | 4888 | 2749 | 3217 | 2880 | 1404 | 1418 | 1685 | 989 | 1197 | 13576 | 5969 | 19545 |
| Kum 21-50 | 9470 | 146636 | 82461 | 96500 | 86400 | 42125 | 42530 | 50550 | 29680 | 35925 | 407277 | 179075 | 586353 |

+) für 2000 Schätzung in Anlehnung an Jahrbuch EE, 2001

**) HKW und BHKW mit fester Biomasse + BHKW mit Bio-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen

Tabelle 10-7: Stromerzeugung der EE 2000 bis 2015 (GWh/a); Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung (tatsächliche Jahresmengen) im Szenario B-100%-S/H2; Werte bis 2020 sind identisch mit Basisszenario 2010 B

| Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2020. (tatsächliche Jahresmengen) | | | | | | | | | | Szenario: | Szen-B 100%-S/H2 | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010*) | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| 2000 - 2009 nach AGEE, Update August 2010 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wasserkraft | 24867 | 23242 | 23664 | 17722 | 19910 | 19577 | 20040 | 21248 | 20448 | 19146 | 20359 | 20563 | 20755 | 20965 | 21185 | 21351 |
| 1 - > 1 MW | 22091 | 20536 | 20919 | 15648 | 17542 | 17220 | 17627 | 18699 | 17915 | 16794 | 17823 | 17968 | 18099 | 18247 | 18403 | 18524 |
| 2 - < 1 MW | 2776 | 2706 | 2745 | 2074 | 2368 | 2357 | 2413 | 2549 | 2533 | 2353 | 2535 | 2595 | 2656 | 2719 | 2782 | 2827 |
| Wind | 7550 | 10509 | 15786 | 18859 | 25509 | 27229 | 30710 | 39713 | 40574 | 38580 | 43454 | 51762 | 56379 | 61099 | 67187 | 71999 |
| 3 - Onshore | 7550 | 10509 | 15786 | 18859 | 25509 | 27229 | 30710 | 39713 | 40544 | 38460 | 43071 | 50827 | 54544 | 57855 | 61889 | 63807 |
| 4 - Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 120 | 383 | 935 | 1835 | 3244 | 5297 | 8192 |
| Fotovoltaik | 64 | 76 | 162 | 313 | 556 | 1282 | 2220 | 3075 | 4420 | 6578 | 12485 | 18103 | 22151 | 24946 | 27528 | 30409 |
| 5 - Dächer, Fassaden | 63 | 72 | 149 | 286 | 491 | 1124 | 1978 | 2705 | 3859 | 5768 | 11283 | 16606 | 20457 | 23142 | 25650 | 28486 |
| 6 - Freiflächen | 1 | 4 | 13 | 27 | 65 | 158 | 242 | 370 | 561 | 810 | 1203 | 1498 | 1694 | 1805 | 1878 | 1923 |
| Biomasse, gesamt | 4735 | 5208 | 6035 | 8045 | 10121 | 14017 | 18511 | 23556 | 27563 | 30443 | 31665 | 33296 | 35282 | 37247 | 39174 | 41058 |
| - davon Biogas + Bio flüssig | 1966 | 2217 | 2605 | 3097 | 3291 | 3979 | 6305 | 9882 | 11609 | 13424 | 14160 | 14855 | 15841 | 16798 | 17686 | 18534 |
| 7 -- Deponie-, Klärgas | 1519 | 1486 | 1539 | 1569 | 1678 | 1959 | 2033 | 1989 | 1956 | 1966 | 1966 | 1954 | 1923 | 1899 | 1879 | 1847 |
| 8 -- Biogase | 440 | 722 | 1056 | 1370 | 1356 | 1691 | 3332 | 6493 | 8210 | 10007 | 10744 | 11451 | 12468 | 13449 | 14357 | 15237 |
| 9 -- flüssige Brennstoffe | 6 | 8 | 10 | 158 | 257 | 329 | 940 | 1400 | 1443 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 |
| - davon Bio Feststoffe | 925 | 1132 | 1482 | 2787 | 4714 | 6991 | 8531 | 9545 | 11014 | 12100 | 12438 | 13305 | 14237 | 15177 | 16147 | 17115 |
| 10 -- Altholz (KW+HKW) | 925 | 1132 | 1452 | 2699 | 4478 | 6441 | 7511 | 8109 | 8767 | 9075 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 |
| 11 -- naturbelass. (KW+HKW) | 0 | 0 | 30 | 88 | 236 | 550 | 1020 | 1436 | 2247 | 3025 | 3291 | 4099 | 4903 | 5652 | 6375 | 7070 |
| 12 -- naturbelass. KWK innov. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 71 | 198 | 390 | 637 | 909 |
| 13 - davon biogener Abfall | 1844 | 1859 | 1949 | 2161 | 2117 | 3047 | 3675 | 4130 | 4940 | 4920 | 5067 | 5135 | 5204 | 5272 | 5341 | 5410 |
| 14 Geothermie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 18 | 19 | 35 | 63 | 105 | 166 | 251 | 366 |
| 15 Import | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gesamt | 37216 | 39035 | 45648 | 44939 | 56096 | 62105 | 71482 | 87593 | 93023 | 94766 | 107998 | 123787 | 134672 | 144424 | 155325 | 165183 |
| Gesamt ohne Import | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bruttostrom BASIS 2010 B | 573 | 583 | 583 | 601 | 609 | 614 | 630 | 631 | 632 | 590 | 600 | 597 | 595 | 592 | 590 | 587 |
| Anteil an Bruttoerzeug., % | 6,5 | 6,7 | 7,8 | 7,5 | 9,2 | 10,1 | 11,3 | 13,9 | 14,7 | 16,1 | 18,0 | 20,7 | 22,6 | 24,4 | 26,3 | 28,1 |
| *) Ertrag ab 2010: Mittelwert des Jahres $n = (2 \cdot \text{Ertrag Jahr } n-1 + \text{Ertrag Jahr } n) / 3$ (außer Wasserkraft und biogener Abfall) | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fortsetzung der Tabelle 10-7: Stromerzeugung der EE 2016 bis 2050 (GWh/a) im Szenario B-100%-S/H2

| 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 21530 | 21717 | 21892 | 22058 | 22160 | 22294 | 22428 | 22562 | 22697 | 22831 | 22965 | 23099 | 23233 | 23367 | 23501 | 23967 | 24432 | 24748 | 25064 |
| 18660 | 18806 | 18942 | 19074 | 19161 | 19289 | 19417 | 19545 | 19673 | 19801 | 19929 | 20057 | 20185 | 20313 | 20441 | 20886 | 21331 | 21633 | 21935 |
| 2870 | 2911 | 2950 | 2984 | 2999 | 3005 | 3011 | 3017 | 3024 | 3030 | 3036 | 3042 | 3048 | 3054 | 3060 | 3081 | 3101 | 3115 | 3130 |
| 78379 | 85205 | 92251 | 99827 | 108045 | 116243 | 124441 | 132638 | 140836 | 149034 | 157231 | 165429 | 173627 | 181825 | 190022 | 234223 | 278423 | 330011 | 381599 |
| 66541 | 69156 | 71395 | 73513 | 75528 | 77075 | 78622 | 80168 | 81715 | 83261 | 84808 | 86354 | 87901 | 89448 | 90994 | 106709 | 122423 | 136611 | 150799 |
| 11838 | 16048 | 20856 | 26314 | 32517 | 39168 | 45819 | 52470 | 59121 | 65773 | 72424 | 79075 | 85726 | 92377 | 99028 | 127514 | 156000 | 193400 | 230800 |
| 33150 | 35851 | 38547 | 41257 | 43947 | 45485 | 47023 | 48561 | 50099 | 51637 | 53175 | 54713 | 56251 | 57789 | 59327 | 63853 | 68379 | 79578 | 90777 |
| 31161 | 33700 | 36235 | 38781 | 41311 | 42816 | 44321 | 45826 | 47331 | 48836 | 50341 | 51846 | 53351 | 54856 | 56361 | 60660 | 64960 | 75599 | 86239 |
| 1989 | 2151 | 2313 | 2475 | 2637 | 2670 | 2703 | 2736 | 2769 | 2802 | 2835 | 2868 | 2900 | 2933 | 2966 | 3193 | 3419 | 3979 | 4539 |
| 42868 | 44723 | 46434 | 48051 | 49457 | 50123 | 50790 | 51456 | 52123 | 52790 | 53456 | 54123 | 54790 | 55456 | 56123 | 58182 | 60241 | 60393 | 60545 |
| 19338 | 20217 | 21017 | 21769 | 22307 | 22578 | 22849 | 23121 | 23392 | 23664 | 23935 | 24207 | 24478 | 24750 | 25021 | 26174 | 27326 | 27326 | 27326 |
| 1778 | 1713 | 1654 | 1589 | 1525 | 1525 | 1526 | 1526 | 1527 | 1528 | 1528 | 1529 | 1529 | 1530 | 1531 | 1557 | 1583 | 1583 | 1583 |
| 16110 | 17054 | 17913 | 18730 | 19332 | 19598 | 19864 | 20129 | 20395 | 20661 | 20927 | 21192 | 21458 | 21724 | 21990 | 23115 | 24240 | 24240 | 24240 |
| 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1455 | 1460 | 1465 | 1470 | 1476 | 1481 | 1486 | 1491 | 1496 | 1501 | 1502 | 1503 | 1503 | 1503 |
| 18042 | 18921 | 19733 | 20500 | 21270 | 21665 | 22060 | 22455 | 22851 | 23246 | 23641 | 24036 | 24431 | 24826 | 25222 | 26128 | 27035 | 27187 | 27339 |
| 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 | 9136 |
| 7711 | 8292 | 8812 | 9265 | 9749 | 9776 | 9803 | 9830 | 9857 | 9884 | 9910 | 9937 | 9964 | 9991 | 10018 | 10055 | 10092 | 10097 | 10103 |
| 1195 | 1493 | 1785 | 2100 | 2386 | 2754 | 3122 | 3490 | 3859 | 4227 | 4595 | 4963 | 5331 | 5699 | 6068 | 6937 | 7807 | 7954 | 8101 |
| 5488 | 5586 | 5684 | 5782 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 | 5880 |
| 520 | 722 | 976 | 1281 | 1654 | 2257 | 2861 | 3465 | 4069 | 4673 | 5277 | 5881 | 6485 | 7089 | 7693 | 12379 | 17066 | 31345 | 45625 |
| 0 | 0 | 133 | 707 | 1808 | 5362 | 8916 | 12471 | 16025 | 19579 | 23133 | 26687 | 30242 | 33796 | 37350 | 69726 | 102102 | 149135 | 196169 |
| 176446 | 188218 | 200235 | 213181 | 227071 | 241765 | 256460 | 271154 | 285849 | 300543 | 315238 | 329932 | 344627 | 359321 | 374016 | 462329 | 550643 | 675211 | 799780 |
| 176446 | 188218 | 200102 | 212474 | 225263 | 236403 | 247543 | 258684 | 269824 | 280964 | 292105 | 303245 | 314385 | 325526 | 336666 | 392603 | 448541 | 526076 | 603611 |
| 583 | 579 | 576 | 572 | 568 | 566 | 563 | 561 | 558 | 556 | 556 | 556 | 557 | 557 | 557 | 574 | 591 | 625 | 658 |
| 30,3 | 32,5 | 34,8 | 37,3 | 40,0 | 42,7 | 45,5 | 48,4 | 51,2 | 54,1 | 56,7 | 59,3 | 61,9 | 64,5 | 67,1 | 80,5 | 93,2 | 108,1 | 121,5 |

Tabelle 10-8: Installierte EE-Leistungen 2000 bis 2015 (MW); Aufschlüsselung in Anlehnung an die EEG-Gliederung im Szenario B-100%-S-H2, Werte bis 2020 sind identisch mit dem Basisszenario 2010 B

| Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende) | | | | | | | | | | | | Szen-B 100%-S/H2 | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| 2000 - 2009 nach AGEE, Update August 2010 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wasserkraft | 4238 | 4242 | 4264 | 4285 | 4307 | 4329 | 4348 | 4362 | 4375 | 4387 | 4401 | 4415 | 4434 | 4458 | 4486 | 4516 |
| 1 - > 1 MW | 3688 | 3690 | 3709 | 3726 | 3740 | 3755 | 3766 | 3773 | 3779 | 3784 | 3791 | 3797 | 3809 | 3825 | 3847 | 3870 |
| 2 - < 1 MW | 550 | 552 | 555 | 560 | 567 | 574 | 582 | 589 | 596 | 603 | 611 | 618 | 625 | 632 | 640 | 646 |
| Wind | 6095 | 8754 | 12001 | 14609 | 16629 | 18428 | 20622 | 22247 | 23895 | 25771 | 27738 | 29607 | 31358 | 32974 | 34803 | 36647 |
| 3 - Onshore | 6095 | 8754 | 12001 | 14609 | 16629 | 18428 | 20622 | 22247 | 23883 | 25699 | 27526 | 29175 | 30566 | 31672 | 32763 | 33647 |
| 4 - Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 72 | 212 | 432 | 792 | 1302 | 2040 | 3000 |
| Photovoltaik | 76 | 186 | 296 | 439 | 1074 | 1980 | 2812 | 3977 | 5979 | 9785 | 18284 | 24284 | 28483 | 32082 | 35381 | 38429 |
| 5 - Dächer, Fassaden | 74 | 177 | 272 | 395 | 956 | 1742 | 2446 | 3420 | 5142 | 8610 | 16639 | 22341 | 26347 | 29836 | 33081 | 36123 |
| 6 - Freiflächen | 1,5 | 9,3 | 23,7 | 43,9 | 118,1 | 238 | 366 | 557 | 837 | 1174 | 1646 | 1943 | 2136 | 2246 | 2300 | 2306 |
| Biomasse, gesamt | 1164 | 1241 | 1363 | 1973 | 2488 | 3120 | 3848 | 4745 | 5414 | 5867 | 6258 | 6587 | 6893 | 7182 | 7471 | 7723 |
| - davon Biogas + Bio flüssig | 393 | 426 | 491 | 574 | 598 | 704 | 1106 | 1734 | 2037 | 2355 | 2549 | 2697 | 2845 | 2972 | 3099 | 3199 |
| 7 -- Deponie-, Klärgas | 276 | 272 | 279 | 283 | 297 | 335 | 345 | 339 | 334 | 336 | 336 | 331 | 328 | 325 | 323 | 314 |
| 8 -- Biogase | 116 | 153 | 211 | 262 | 255 | 311 | 594 | 1145 | 1445 | 1760 | 1954 | 2107 | 2259 | 2388 | 2517 | 2626 |
| 9 -- flüssige Brennstoffe *) | 1,1 | 1,4 | 1,8 | 28,2 | 45,9 | 59 | 168 | 250 | 258 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 259 |
| - davon Bio Feststoffe | 185 | 231 | 287 | 552 | 873 | 1206 | 1492 | 1679 | 1937 | 2086 | 2240 | 2401 | 2539 | 2681 | 2824 | 2956 |
| 10 -- Altholz (KW+HKW) | 185 | 231 | 281 | 535 | 830 | 1111 | 1313 | 1427 | 1542 | 1565 | 1643 | 1641 | 1619 | 1600 | 1583 | 1564 |
| 11 -- naturbelass. (KW+HKW) | 0 | 0 | 6 | 17 | 44 | 95 | 178 | 253 | 395 | 522 | 592 | 736 | 869 | 990 | 1105 | 1210 |
| 12 -- naturbelass. KWK innov. | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 24 | 52 | 91 | 136 | 182 |
| - davon biogener Abfall | 585 | 585 | 585 | 847 | 1016 | 1210 | 1250 | 1332 | 1440 | 1426 | 1469 | 1488 | 1508 | 1528 | 1548 | 1568 |
| 14 Geothermie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 3 | 3 | 7 | 10 | 17 | 27 | 40 | 57 | 79 |
| 15 Import | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gesamt | 11573 | 14424 | 17924 | 21306 | 24497 | 27858 | 31630 | 35334 | 39666 | 45816 | 56691 | 64910 | 71195 | 76735 | 82198 | 87395 |

Fortsetzung der Tabelle 10-8: Installierte EE-Leistungen 2016 bis 2050 (MW) im Szenario B-100%-S-H2

| | | | | | Fortsetzung | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| 4546 | 4582 | 4614 | 4646 | 4669 | 4696 | 4723 | 4749 | 4776 | 4803 | 4829 | 4856 | 4882 | 4909 | 4936 |
| 3894 | 3924 | 3951 | 3979 | 3999 | 4025 | 4051 | 4077 | 4103 | 4129 | 4155 | 4181 | 4207 | 4232 | 4258 |
| 652 | 658 | 663 | 668 | 671 | 672 | 672 | 673 | 673 | 674 | 675 | 675 | 676 | 676 | 677 |
| 38471 | 40155 | 41910 | 43751 | 45750 | 47737 | 49724 | 51712 | 53699 | 55686 | 57674 | 59661 | 61648 | 63635 | 65623 |
| 34371 | 34815 | 35188 | 35479 | 35750 | 36131 | 36512 | 36894 | 37275 | 37656 | 38038 | 38419 | 38800 | 39181 | 39563 |
| 4100 | 5340 | 6722 | 8272 | 10000 | 11606 | 13212 | 14818 | 16424 | 18030 | 19636 | 21242 | 22848 | 24454 | 26060 |
| 41257 | 44004 | 46648 | 49222 | 51753 | 53136 | 54519 | 55901 | 57284 | 58667 | 60049 | 61432 | 62815 | 64198 | 65580 |
| 38782 | 41364 | 43849 | 46269 | 48648 | 50013 | 51379 | 52744 | 54109 | 55475 | 56840 | 58205 | 59571 | 60936 | 62301 |
| 2475 | 2640 | 2799 | 2953 | 3105 | 3123 | 3140 | 3157 | 3175 | 3192 | 3209 | 3227 | 3244 | 3262 | 3279 |
| 8023 | 8294 | 8556 | 8785 | 8921 | 9016 | 9112 | 9208 | 9304 | 9400 | 9496 | 9592 | 9688 | 9784 | 9880 |
| 3325 | 3430 | 3532 | 3613 | 3626 | 3660 | 3695 | 3729 | 3764 | 3799 | 3833 | 3868 | 3902 | 3937 | 3972 |
| 305 | 297 | 289 | 278 | 274 | 274 | 275 | 275 | 275 | 276 | 276 | 277 | 277 | 277 | 278 |
| 2761 | 2875 | 2984 | 3076 | 3093 | 3126 | 3159 | 3193 | 3226 | 3259 | 3293 | 3326 | 3359 | 3393 | 3426 |
| 259 | 259 | 259 | 259 | 259 | 260 | 261 | 262 | 263 | 264 | 264 | 265 | 266 | 267 | 268 |
| 3108 | 3245 | 3377 | 3496 | 3590 | 3652 | 3713 | 3774 | 3836 | 3897 | 3958 | 4020 | 4081 | 4142 | 4204 |
| 1448 | 1554 | 1549 | 1545 | 1531 | 1530 | 1529 | 1529 | 1528 | 1527 | 1526 | 1525 | 1524 | 1523 | 1523 |
| 1222 | 1411 | 1495 | 1567 | 1634 | 1638 | 1641 | 1645 | 1648 | 1652 | 1655 | 1659 | 1663 | 1666 | 1670 |
| 437 | 280 | 333 | 384 | 425 | 484 | 543 | 601 | 660 | 718 | 777 | 835 | 894 | 953 | 1011 |
| 1591 | 1619 | 1648 | 1676 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 | 1704 |
| 107 | 142 | 185 | 236 | 298 | 383 | 468 | 553 | 638 | 723 | 808 | 893 | 978 | 1063 | 1148 |
| 0 | 0 | 100 | 300 | 580 | 1215 | 1850 | 2485 | 3120 | 3755 | 4390 | 5025 | 5660 | 6295 | 6930 |
| 92405 | 97178 | 102014 | 106941 | 111971 | 116184 | 120396 | 124609 | 128821 | 133034 | 137246 | 141459 | 145671 | 149884 | 154096 |

| 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 5018 | 5101 | 5152 | 5203 |
| 4340 | 4421 | 4472 | 4523 |
| 679 | 680 | 680 | 680 |
| 77796 | 89969 | 102834 | 115700 |
| 44766 | 49969 | 53984 | 58000 |
| 33030 | 40000 | 48850 | 57700 |
| 69265 | 72950 | 83657 | 94363 |
| 65802 | 69303 | 80009 | 90716 |
| 3463 | 3648 | 3648 | 3648 |
| 10214 | 10548 | 10573 | 10598 |
| 4155 | 4337 | 4337 | 4337 |
| 281 | 285 | 285 | 285 |
| 3605 | 3784 | 3784 | 3784 |
| 268 | 268 | 268 | 268 |
| 4355 | 4506 | 4531 | 4557 |
| 1523 | 1523 | 1523 | 1523 |
| 1676 | 1682 | 1683 | 1684 |
| 1156 | 1301 | 1326 | 1350 |
| 1704 | 1704 | 1704 | 1704 |
| 1793 | 2438 | 4344 | 6250 |
| 12154 | 17377 | 24802 | 32227 |
| 176239 | 198382 | 231362 | 264341 |

Tabelle 10-9: Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien (ohne genutzte Abwärme aus KWK-Verstromung von EE-Wasserstoff) im Szenario B-100%-S-H2

| PJ/a | Szen-B 100%-S/H2 | | | | | | | | |
|----------------------------------------------|------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|
| | 2005 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Therm. Kollektoren | 10 | 17 | 18 | 38 | 70 | 114 | 158 | 254 | 343 |
| -- davon Nahwärme | 0,1 | 0,5 | 1 | 5 | 13 | 30 | 46 | 99 | 162 |
| -- davon Einzelanlagen | 10 | 17 | 18 | 33 | 57 | 85 | 112 | 155 | 181 |
| Umweltwärme | 6 | 18 | 23 | 52 | 94 | 148 | 203 | 287 | 388 |
| -- davon Nahwärme (Geothermie) | 0,5 | 1,2 | 2 | 10 | 29 | 62 | 94 | 158 | 234 |
| -- davon Einzelanlagen (WP) | 6 | 17 | 21 | 42 | 65 | 87 | 109 | 129 | 155 |
| Biogene Festbrennstoffe | 284 | 316 | 327 | 381 | 423 | 440 | 456 | 471 | 473 |
| Biogene gasf.(+flüss.) Brennstoffe | 20 | 62 | 66 | 82 | 97 | 102 | 107 | 116 | 116 |
| Biowärme (End) gesamt | 304 | 378 | 393 | 464 | 520 | 542 | 563 | 587 | 589 |
| -- davon KWK - Wärme | 69 | 112 | 120 | 161 | 195 | 209 | 223 | 240 | 241 |
| -- davon übrige Nahwärme | 58 | 65 | 68 | 81 | 93 | 97 | 102 | 106 | 106 |
| -- davon Einzelanlagen | 178 | 201 | 205 | 222 | 232 | 236 | 239 | 241 | 242 |
| EE-Wärme (End) gesamt | 320 | 413 | 434 | 554 | 684 | 804 | 925 | 1128 | 1320 |
| --davon gesamte Nahwärme | 127 | 179 | 191 | 257 | 331 | 397 | 464 | 602 | 743 |
| -- davon Einzelanlagen | 193 | 234 | 243 | 297 | 354 | 407 | 460 | 526 | 577 |
| zusätzlich für Gesamtszenario (PJ/a): | | | | | | | | | |
| gesamte Biomasse-Nahwärme | 126 | 177 | 189 | 242 | 288 | 306 | 324 | 345 | 347 |
| gesamte Bio-Wärme+Bio-Strom | 355 | 487 | 507 | 612 | 699 | 732 | 765 | 804 | 807 |
| gesamte Bio- Endenergie | 436 | 608 | 645 | 777 | 932 | 1000 | 1065 | 1104 | 1107 |

Tabelle 10-11: EE-Endenergie (Strom + Wärme + Kraftstoffe) nach Energiequellen im Szenario B-100%-S-H2

| Endenergie nach EE-Quellen *) in PJ/a | Szen-B 100%-S/H2 | | | | | | | | |
|------------------------------------------|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2005 | 2009 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Wasser | 70 | 69 | 71 | 74 | 77 | 79 | 82 | 85 | 87 |
| Wind | 98 | 139 | 155 | 256 | 388 | 567 | 738 | 1060 | 1394 |
| Sonne | 15 | 41 | 63 | 147 | 228 | 314 | 415 | 681 | 1065 |
| Biomasse | 436 | 608 | 645 | 777 | 932 | 1000 | 1065 | 1104 | 1107 |
| Erdwärme | 6 | 18 | 23 | 54 | 100 | 165 | 314 | 349 | 445 |
| Insgesamt | 625 | 875 | 957 | 1308 | 1725 | 2124 | 2614 | 3279 | 4098 |

*) Wasserstoff auf EE-Quellen umgelegt

Tabelle 10.12: Jährlich installierte Leistung von EE-Strom- und EE-Anlagen

| Jährliche Leistungsinstallation; MW/a | | | | | | | | Szen-B 100%-S/H2 | | | | |
|---------------------------------------|--------------------|-------------|-------------|------------|------------------|-------------------|-----------------------------|----------------------|------------------|------------------|---------------------------|---------------------------|
| | S T R O M (MWel/a) | | | | | | | W Ä R M E (MWth/a) | | | Strom gesamt MWel/a | Wärme gesamt MWth/a |
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Geotherm. | Strom- import | Biomasse Strom | Biogene Abfälle Strom | Biomasse Wärme *) | Kollek- toren | Umwelt- wärme | | |
| | | | Strom | | | | | | | | | |
| 2000 | 41 | 1650 | 44 | 0 | 0 | 80 | 0 | 500 | 450 | 43 | 1815 | 993 |
| 2001 | 25 | 2659 | 110 | | | 79 | 4 | 2028 | 641 | 44 | 2877 | 2712 |
| 2002 | 43 | 3247 | 110 | | | 121 | 26 | 2535 | 385 | 54 | 3547 | 2974 |
| 2003 | 43 | 2608 | 143 | | | 348 | 61 | 3046 | 510 | 64 | 3202 | 3621 |
| 2004 | 43 | 2020 | 635 | 0 | | 346 | 0 | 2264 | 530 | 74 | 3044 | 2868 |
| 2005 | 43 | 1801 | 906 | 0 | | 439 | 266 | 1609 | 673 | 94 | 3455 | 2376 |
| 2006 | 40 | 2199 | 832 | 0 | | 687 | 179 | 1352 | 1007 | 156 | 3938 | 2515 |
| 2007 | 35 | 1677 | 1165 | 3 | | 819 | 130 | 1640 | 694 | 410 | 3829 | 2743 |
| 2008 | 35 | 1688 | 2002 | 0 | | 573 | 231 | 1536 | 941 | 720 | 4529 | 3197 |
| 2009 | 33 | 1918 | 3806 | 4 | | 484 | -6 | 2145 | 735 | 795 | 6239 | 3675 |
| 2010 | 35 | 2040 | 8500 | 4 | | 373 | 42 | 2145 | 966 | 925 | 10993 | 4036 |
| 2011 | 35 | 2020 | 6000 | 7 | | 344 | 20 | 2315 | 1302 | 1010 | 8426 | 4627 |
| 2012 | 40 | 2060 | 4200 | 10 | | 329 | 20 | 2221 | 1680 | 1080 | 6658 | 4981 |
| 2013 | 45 | 2110 | 3600 | 13 | | 317 | 20 | 2393 | 2100 | 1150 | 6105 | 5643 |
| 2014 | 50 | 2238 | 3300 | 17 | | 320 | 20 | 2585 | 2520 | 1210 | 5944 | 6315 |
| 2015 | 55 | 2460 | 3050 | 22 | 0 | 288 | 20 | 2762 | 2940 | 1270 | 5895 | 6972 |
| 2016 | 60 | 2694 | 2830 | 28 | 0 | 335 | 22 | 2914 | 3360 | 1320 | 5969 | 7594 |
| 2017 | 70 | 2940 | 2750 | 35 | 0 | 300 | 28 | 2913 | 3780 | 1370 | 6123 | 8063 |
| 2018 | 70 | 3232 | 2650 | 43 | 100 | 292 | 28 | 2848 | 4060 | 1410 | 6415 | 8318 |
| 2019 | 75 | 3900 | 2580 | 51 | 200 | 258 | 28 | 2746 | 4340 | 1450 | 7091 | 8536 |
| 2020 | 74 | 4228 | 2540 | 62 | 280 | 165 | 28 | 2612 | 4620 | 1490 | 7377 | 8722 |
| 2030 | 100 | 4310 | 2783 | 85 | 635 | 465 | 0 | 2244 | 5950 | 1800 | 8378 | 9994 |
| 2040 | 104 | 4690 | 4258 | 130 | 1103 | 233 | 0 | 2714 | 9100 | 2000 | 10518 | 13814 |
| 2050 | 109 | 6883 | 4900 | 410 | 2120 | 460 | 0 | 2257 | 11900 | 2200 | 14882 | 16357 |

*) nur reine Heizanlagen und Heizwerke

Tabelle 10-13: Investitionen in die Strom- und Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien im Szenario B-100%-S/H2

| Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio EUR/a; Mio EUR) Strom- und Wärmemarkt getrennt; Nahwärmenetze getrennt ausgewiesen | | | | | | | | | | | Szen-100%B-S/H2 | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|---------------|---------------|------------------|--------------|-------------------|--------------------------------|------------------|--------------------|--------------------|-----------------|------------------------------------|------------------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Strom- import | Kollektoren | Biomasse Wärme | Biogas/ Biomasse KWK **) | Umwelt -wärme | Geotherm. Strom | Nahwärme- netze | Gesamt Strom | Gesamt Wärme ohne Nahwärme ! | Gesamt- Investition |
| 2000 | ^{+) 90} | 2145 | 264 | 0 | 514 | ^{+) 950} | ^{+) 480} | ^{+) 60} | 0 | 103 | 2979 | 1524 | 4503 |
| 2001 | 54 | 3404 | 627 | 0 | 731 | 1966 | 436 | 71 | 0 | 355 | 4520 | 2768 | 7288 |
| 2002 | 88 | 4091 | 594 | 0 | 432 | 2476 | 576 | 87 | 0 | 455 | 5349 | 2994 | 8343 |
| 2003 | 91 | 3234 | 729 | 0 | 564 | 2672 | 926 | 101 | 0 | 642 | 4980 | 3338 | 8318 |
| 2004 | 94 | 2464 | 3048 | 0 | 573 | 1988 | 745 | 116 | 0 | 819 | 6351 | 2677 | 9028 |
| 2005 | 96 | 2179 | 4077 | 0 | 714 | 1626 | 1051 | 145 | 0 | 875 | 7403 | 2485 | 9888 |
| 2006 | 92 | 2639 | 3494 | 0 | 1041 | 1910 | 2191 | 238 | 0 | 885 | 8415 | 3188 | 11603 |
| 2007 | 83 | 1996 | 4544 | 0 | 692 | 2379 | 2848 | 618 | 39 | 991 | 9509 | 3689 | 13198 |
| 2008 | 84 | 2021 | 7007 | 0 | 901 | 1660 | 1356 | 1066 | 0 | 1045 | 10468 | 3627 | 14095 |
| 2009 | 81 | 2384 | 11799 | 0 | 666 | 1497 | 1741 | 1138 | 42 | 1067 | 16046 | 3300 | 19346 |
| 2010 | 87 | 2666 | 23800 | 0 | 827 | 1625 | 1256 | 1281 | 40 | 758 | 27848 | 3733 | 31581 |
| 2011 | 88 | 2754 | 15000 | 0 | 1056 | 1713 | 1129 | 1350 | 77 | 763 | 19048 | 4119 | 23168 |
| 2012 | 101 | 3001 | 9240 | 0 | 1280 | 1627 | 1070 | 1391 | 105 | 773 | 13516 | 4298 | 17814 |
| 2013 | 114 | 3250 | 7200 | 0 | 1494 | 1722 | 1017 | 1429 | 130 | 793 | 11712 | 4645 | 16356 |
| 2014 | 128 | 3680 | 6270 | 0 | 1672 | 1831 | 1093 | 1450 | 162 | 843 | 11332 | 4953 | 16285 |
| 2015 | 142 | 4148 | 5490 | 0 | 1814 | 1918 | 1019 | 1468 | 198 | 852 | 10996 | 5200 | 16197 |
| 2016 | 158 | 4456 | 4670 | 0 | 1932 | 1996 | 1104 | 1474 | 241 | 895 | 10627 | 5402 | 16030 |
| 2017 | 183 | 4778 | 4125 | 0 | 2018 | 1928 | 1109 | 1479 | 291 | 888 | 10486 | 5425 | 15911 |
| 2018 | 184 | 5121 | 3710 | 370 | 1996 | 1735 | 943 | 1475 | 348 | 865 | 10676 | 5207 | 15882 |
| 2019 | 195 | 5854 | 3354 | 720 | 1910 | 1644 | 928 | 1481 | 408 | 889 | 11459 | 5036 | 16495 |
| 2020 | 195 | 6204 | 3048 | 980 | 1866 | 1536 | 552 | 1486 | 496 | 829 | 11475 | 4889 | 16364 |
| 2030 | 287 | 5708 | 2783 | 2393 | 2060 | 1399 | 1675 | 1580 | 680 | 1083 | 13525 | 5039 | 18564 |
| 2040 | 315 | 5685 | 4003 | 3958 | 2950 | 1511 | 1044 | 1690 | 1040 | 1283 | 16045 | 6151 | 22196 |
| 2050 | 346 | 7792 | 4410 | 7256 | 3630 | 1302 | 1534 | 1785 | 3280 | 1326 | 24617 | 6717 | 31335 |
| D 10 - 20 | 143 | 4174 | 7810 | 188 | 1624 | 1752 | 1020 | 1433 | 227 | 832 | 13561 | 4810 | 18371 |
| Kum 10-20 | 1574 | 45911 | 85907 | 2070 | 17865 | 19276 | 11220 | 15766 | 2495 | 9147 | 149176 | 52907 | 202083 |
| D 21 - 50 | 316 | 6395 | 3732 | 4536 | 2880 | 1404 | 1418 | 1685 | 1667 | 1231 | 18062 | 5969 | 24032 |
| Kum 21-50 | 9470 | 191849 | 111955 | 136069 | 86400 | 42125 | 42530 | 50550 | 50000 | 36922 | 541874 | 179075 | 720949 |

+) für 2000 Schätzung in Anlehnung an Jahrbuch EE, 2001

**) HKW und BHKW mit fester Biomasse + BHKW mit Bio-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen

Differenzkosten der EE-Strom- und EE-Wärmebereitstellung nach Technologien für Basisszenario A bzw. C (auch Basisszenario B bis 2020); Preispfade A bis E

Tabelle 10-14: Preispfad A

| Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands 2000 integriert | | | | | | | | | | BASISSZENARIO 2010 - A Preispfad: A | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------|--------------|------------------|------------------|-------------------|---------------------|--------------------|--------------------|----------------------------------------|-----------------|---------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Strom- import | Kollektoren) | Biomasse Strom | Biomasse Wärme*) | Geotherm. Strom | Umwelt- wärme*) | Gesamt Strom | Gesamt Wärme | Gesamt |
| 2000 | -151 | 733 | 47 | 0 | 266 | 243 | 649 | 0 | 256 | 871 | 1170 | 2042 |
| 2001 | -122 | 1001 | 104 | 0 | 328 | 290 | 760 | 0 | 408 | 1274 | 1495 | 2769 |
| 2002 | -152 | 1312 | 158 | 0 | 360 | 355 | 911 | 0 | 411 | 1674 | 1682 | 3356 |
| 2003 | 36 | 1537 | 224 | 0 | 402 | 488 | 1100 | 0 | 417 | 2285 | 1919 | 4204 |
| 2004 | -52 | 1691 | 497 | 0 | 446 | 595 | 1214 | 0 | 425 | 2731 | 2085 | 4816 |
| 2005 | -52 | 1798 | 858 | 0 | 486 | 731 | 1334 | 0 | 439 | 3336 | 2259 | 5595 |
| 2006 | -121 | 1835 | 1161 | 0 | 548 | 1021 | 1231 | 0 | 455 | 3896 | 2233 | 6129 |
| 2007 | -204 | 1726 | 1549 | 0 | 585 | 1423 | 1245 | 4 | 500 | 4498 | 2330 | 6828 |
| 2008 | -206 | 1747 | 2138 | 0 | 632 | 1564 | 1247 | 4 | 581 | 5247 | 2460 | 7707 |
| 2009 | -181 | 2134 | 3106 | 0 | 690 | 1696 | 1482 | 8 | 699 | 6763 | 2872 | 9634 |
| 2010 | -270 | 1825 | 5010 | 0 | 730 | 1767 | 1238 | 11 | 785 | 8342 | 2753 | 11096 |
| 2011 | -309 | 1823 | 6149 | 0 | 773 | 1896 | 1307 | 17 | 867 | 9575 | 2948 | 12522 |
| 2012 | -348 | 1809 | 6793 | 0 | 824 | 1974 | 1210 | 24 | 946 | 10252 | 2980 | 13232 |
| 2013 | -389 | 1779 | 7247 | 0 | 875 | 2012 | 1062 | 32 | 970 | 10681 | 2907 | 13588 |
| 2014 | -431 | 1759 | 7614 | 0 | 922 | 2058 | 938 | 40 | 970 | 11040 | 2831 | 13871 |
| 2015 | -471 | 1732 | 7903 | 0 | 962 | 2084 | 776 | 47 | 973 | 11295 | 2711 | 14006 |
| 2016 | -520 | 1605 | 8088 | 0 | 971 | 2018 | 556 | 53 | 929 | 11244 | 2456 | 13700 |
| 2017 | -571 | 1338 | 8203 | 0 | 953 | 1937 | 290 | 56 | 863 | 10964 | 2106 | 13069 |
| 2018 | -625 | 1028 | 8256 | 18 | 906 | 1801 | -23 | 58 | 760 | 10537 | 1643 | 12180 |
| 2019 | -681 | 582 | 8256 | 41 | 818 | 1643 | -378 | 56 | 628 | 9898 | 1067 | 10964 |
| 2020 | -737 | -16 | 8180 | 51 | 681 | 1457 | -740 | 50 | 472 | 8984 | 412 | 9396 |
| 2030 | -1195 | -5434 | 2296 | -480 | -1177 | 124 | -3330 | -68 | -1655 | -4756 | -6163 | -10919 |
| 2040 | -1634 | -16462 | -1628 | -3556 | -4212 | -1000 | -5715 | -787 | -5166 | -25067 | -15093 | -40160 |
| 2050 | -2197 | -25647 | -3634 | -8573 | -7472 | -2370 | -7821 | -2181 | -9325 | -44601 | -24617 | -69219 |

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 10-15: Preispfad B

| Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands 2000 integriert | | | | | | | | | | BASISSZENARIO 2010 - A Preispfad: B | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------|-------------|------------------|------------------|-------------------|---------------------|--------------------|--------------------|----------------------------------------|-----------------|---------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Strom- import | Kollektoren) | Biomasse Strom | Biomasse Wärme*) | Geotherm. Strom | Umwelt- wärme*) | Gesamt Strom | Gesamt Wärme | Gesamt |
| 2000 | -151 | 733 | 47 | 0 | 266 | 243 | 649 | 0 | 256 | 871 | 1170 | 2042 |
| 2001 | -122 | 1001 | 104 | 0 | 328 | 290 | 760 | 0 | 408 | 1274 | 1495 | 2769 |
| 2002 | -152 | 1312 | 158 | 0 | 360 | 355 | 911 | 0 | 411 | 1674 | 1682 | 3356 |
| 2003 | 36 | 1537 | 224 | 0 | 402 | 488 | 1100 | 0 | 417 | 2285 | 1919 | 4204 |
| 2004 | -52 | 1691 | 497 | 0 | 446 | 595 | 1214 | 0 | 425 | 2731 | 2085 | 4816 |
| 2005 | -52 | 1798 | 858 | 0 | 486 | 731 | 1334 | 0 | 439 | 3336 | 2259 | 5595 |
| 2006 | -121 | 1835 | 1161 | 0 | 548 | 1021 | 1231 | 0 | 455 | 3896 | 2233 | 6129 |
| 2007 | -204 | 1726 | 1549 | 0 | 585 | 1423 | 1245 | 4 | 500 | 4498 | 2330 | 6828 |
| 2008 | -206 | 1747 | 2138 | 0 | 632 | 1564 | 1247 | 4 | 581 | 5247 | 2460 | 7707 |
| 2009 | -181 | 2134 | 3106 | 0 | 690 | 1696 | 1482 | 8 | 699 | 6763 | 2872 | 9634 |
| 2010 | -270 | 1825 | 5010 | 0 | 730 | 1767 | 1238 | 11 | 785 | 8342 | 2753 | 11096 |
| 2011 | -297 | 1857 | 6161 | 0 | 774 | 1914 | 1311 | 17 | 866 | 9652 | 2951 | 12603 |
| 2012 | -322 | 1885 | 6823 | 0 | 826 | 2014 | 1219 | 24 | 943 | 10424 | 2988 | 13411 |
| 2013 | -348 | 1905 | 7300 | 0 | 878 | 2078 | 1077 | 32 | 964 | 10967 | 2919 | 13886 |
| 2014 | -373 | 1948 | 7694 | 0 | 927 | 2154 | 959 | 41 | 961 | 11463 | 2848 | 14310 |
| 2015 | -396 | 1998 | 8015 | 0 | 969 | 2212 | 804 | 49 | 961 | 11878 | 2733 | 14611 |
| 2016 | -423 | 1978 | 8246 | 0 | 1012 | 2192 | 813 | 56 | 957 | 12049 | 2783 | 14833 |
| 2017 | -449 | 1840 | 8414 | 0 | 1041 | 2162 | 815 | 61 | 948 | 12028 | 2805 | 14833 |
| 2018 | -477 | 1685 | 8529 | 21 | 1057 | 2083 | 812 | 66 | 920 | 11907 | 2789 | 14696 |
| 2019 | -505 | 1423 | 8600 | 51 | 1048 | 1988 | 809 | 68 | 885 | 11626 | 2741 | 14367 |
| 2020 | -531 | 1044 | 8606 | 76 | 1008 | 1866 | 838 | 68 | 852 | 11130 | 2698 | 13828 |
| 2030 | -659 | -1286 | 3595 | 326 | 79 | 1269 | -265 | 81 | -172 | 3327 | -358 | 2969 |
| 2040 | -840 | -8656 | 325 | -754 | -1524 | 767 | -1571 | -323 | -2362 | -9481 | -5457 | -14938 |
| 2050 | -1108 | -14298 | -975 | -3194 | -2953 | 6 | -2723 | -1133 | -4908 | -20702 | -10584 | -31286 |

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 10-16: Preispfad C

| Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands 2000 integriert | | | | | | | | | | BASISSZENARIO 2010 - A Preispfad: C | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-------------|--------------|-------------|------------------|------------------|-------------------|---------------------|--------------------|--------------------|----------------------------------------|-----------------|--------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Strom- import | Kollektoren) | Biomasse Strom | Biomasse Wärme*) | Geotherm. Strom | Umwelt- wärme*) | Gesamt Strom | Gesamt Wärme | Gesamt |
| 2000 | -151 | 733 | 47 | 0 | 266 | 243 | 649 | 0 | 256 | 871 | 1170 | 2042 |
| 2001 | -122 | 1001 | 104 | 0 | 328 | 290 | 760 | 0 | 408 | 1274 | 1495 | 2769 |
| 2002 | -152 | 1312 | 158 | 0 | 360 | 355 | 911 | 0 | 411 | 1674 | 1682 | 3356 |
| 2003 | 36 | 1537 | 224 | 0 | 402 | 488 | 1100 | 0 | 417 | 2285 | 1919 | 4204 |
| 2004 | -52 | 1691 | 497 | 0 | 446 | 595 | 1214 | 0 | 425 | 2731 | 2085 | 4816 |
| 2005 | -52 | 1798 | 858 | 0 | 486 | 731 | 1334 | 0 | 439 | 3336 | 2259 | 5595 |
| 2006 | -121 | 1835 | 1161 | 0 | 548 | 1021 | 1231 | 0 | 455 | 3896 | 2233 | 6129 |
| 2007 | -204 | 1726 | 1549 | 0 | 585 | 1423 | 1245 | 4 | 500 | 4498 | 2330 | 6828 |
| 2008 | -206 | 1747 | 2138 | 0 | 632 | 1564 | 1247 | 4 | 581 | 5247 | 2460 | 7707 |
| 2009 | -181 | 2134 | 3106 | 0 | 690 | 1696 | 1482 | 8 | 699 | 6763 | 2872 | 9634 |
| 2010 | -270 | 1825 | 5010 | 0 | 730 | 1767 | 1238 | 11 | 785 | 8342 | 2753 | 11096 |
| 2011 | -283 | 1893 | 6174 | 0 | 789 | 1933 | 1443 | 17 | 880 | 9733 | 3112 | 12845 |
| 2012 | -294 | 1964 | 6854 | 0 | 862 | 2056 | 1499 | 24 | 975 | 10604 | 3336 | 13939 |
| 2013 | -305 | 2036 | 7354 | 0 | 940 | 2145 | 1521 | 33 | 1022 | 11263 | 3483 | 14746 |
| 2014 | -315 | 2141 | 7775 | 0 | 1025 | 2250 | 1585 | 42 | 1051 | 11894 | 3662 | 15555 |
| 2015 | -321 | 2265 | 8129 | 0 | 1112 | 2342 | 1630 | 51 | 1091 | 12465 | 3832 | 16297 |
| 2016 | -327 | 2349 | 8402 | 0 | 1194 | 2364 | 1765 | 59 | 1117 | 12847 | 4077 | 16923 |
| 2017 | -331 | 2329 | 8619 | 0 | 1270 | 2381 | 1904 | 66 | 1142 | 13064 | 4315 | 17380 |
| 2018 | -335 | 2313 | 8790 | 23 | 1339 | 2354 | 2045 | 74 | 1153 | 13218 | 4536 | 17754 |
| 2019 | -339 | 2213 | 8924 | 61 | 1389 | 2313 | 2192 | 80 | 1162 | 13253 | 4743 | 17996 |
| 2020 | -340 | 2025 | 9001 | 100 | 1415 | 2246 | 2373 | 84 | 1180 | 13116 | 4968 | 18084 |
| 2030 | -270 | 1727 | 4538 | 912 | 1214 | 2101 | 2046 | 190 | 795 | 9197 | 4055 | 13253 |
| 2040 | -310 | -3448 | 1629 | 1116 | 659 | 1945 | 1375 | -13 | -688 | 918 | 1346 | 2263 |
| 2050 | -429 | -7229 | 681 | 157 | 280 | 1486 | 631 | -480 | -2541 | -5814 | -1629 | -7443 |

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 10-17: Preispfad D

| Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands 2000 integriert | | | | | | | | | | BASISSZENARIO 2010 - A Preispfad: D "Konst." | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-------------|--------------|-------------|------------------|------------------|-------------------|---------------------|--------------------|--------------------|-------------------------------------------------|-----------------|--------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Strom- import | Kollektoren) | Biomasse Strom | Biomasse Wärme*) | Geotherm. Strom | Umwelt- wärme*) | Gesamt Strom | Gesamt Wärme | Gesamt |
| 2000 | -151 | 733 | 47 | 0 | 266 | 243 | 649 | 0 | 256 | 871 | 1170 | 2042 |
| 2001 | -122 | 1001 | 104 | 0 | 328 | 290 | 760 | 0 | 408 | 1274 | 1495 | 2769 |
| 2002 | -152 | 1312 | 158 | 0 | 360 | 355 | 911 | 0 | 411 | 1674 | 1682 | 3356 |
| 2003 | 36 | 1537 | 224 | 0 | 402 | 488 | 1100 | 0 | 417 | 2285 | 1919 | 4204 |
| 2004 | -52 | 1691 | 497 | 0 | 446 | 595 | 1214 | 0 | 425 | 2731 | 2085 | 4816 |
| 2005 | -52 | 1798 | 858 | 0 | 486 | 731 | 1334 | 0 | 439 | 3336 | 2259 | 5595 |
| 2006 | -121 | 1835 | 1161 | 0 | 548 | 1021 | 1231 | 0 | 455 | 3896 | 2233 | 6129 |
| 2007 | -204 | 1726 | 1549 | 0 | 585 | 1423 | 1245 | 4 | 500 | 4498 | 2330 | 6828 |
| 2008 | -206 | 1747 | 2138 | 0 | 632 | 1564 | 1247 | 4 | 581 | 5247 | 2460 | 7707 |
| 2009 | -181 | 2134 | 3106 | 0 | 690 | 1696 | 1482 | 8 | 699 | 6763 | 2872 | 9634 |
| 2010 | -270 | 1825 | 5010 | 0 | 730 | 1767 | 1238 | 11 | 785 | 8342 | 2753 | 11096 |
| 2011 | -273 | 1919 | 6183 | 0 | 789 | 1948 | 1443 | 17 | 878 | 9794 | 3110 | 12904 |
| 2012 | -274 | 2022 | 6876 | 0 | 862 | 2086 | 1499 | 25 | 972 | 10736 | 3332 | 14068 |
| 2013 | -274 | 2131 | 7393 | 0 | 940 | 2194 | 1521 | 33 | 1016 | 11477 | 3477 | 14954 |
| 2014 | -273 | 2279 | 7833 | 0 | 1025 | 2320 | 1585 | 42 | 1042 | 12202 | 3653 | 15854 |
| 2015 | -268 | 2454 | 8208 | 0 | 1112 | 2433 | 1630 | 52 | 1078 | 12879 | 3820 | 16699 |
| 2016 | -263 | 2596 | 8506 | 0 | 1194 | 2479 | 1765 | 61 | 1101 | 13379 | 4061 | 17440 |
| 2017 | -255 | 2643 | 8750 | 0 | 1270 | 2521 | 1904 | 69 | 1122 | 13728 | 4295 | 18023 |
| 2018 | -248 | 2702 | 8951 | 25 | 1339 | 2521 | 2045 | 78 | 1128 | 14029 | 4512 | 18541 |
| 2019 | -239 | 2689 | 9119 | 67 | 1389 | 2508 | 2192 | 86 | 1133 | 14230 | 4714 | 18943 |
| 2020 | -228 | 2599 | 9231 | 115 | 1415 | 2468 | 2373 | 94 | 1145 | 14278 | 4933 | 19211 |
| 2030 | -41 | 3500 | 5093 | 1257 | 1444 | 2590 | 2453 | 254 | 864 | 12651 | 4761 | 17413 |
| 2040 | 74 | 329 | 2574 | 2472 | 1241 | 2800 | 2154 | 211 | -384 | 8460 | 3011 | 11471 |
| 2050 | 141 | -1286 | 2073 | 2973 | 1504 | 2731 | 1930 | 69 | -1752 | 6701 | 1682 | 8384 |

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 10-18: Preispfad E

| Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands2000integriert | | | | | | | | | | BASISSZENARIO 2010 A Preispfad: Externe Kosten | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------|--------------|------------------|--------------------|-------------------|---------------------|--------------------|--------------------|---------------------------------------------------|-----------------|---------------|
| | Wasser | Wind | Photovolt. | Strom- import | Kollektoren (*) | Biomasse Strom | Biomasse Wärme*) | Geotherm. Strom | Umwelt- wärme*) | Gesamt Strom | Gesamt Wärme | Gesamt |
| 2000 | -1917 | 62 | 43 | 0 | 152 | 37 | -1528 | 0 | 154 | -1774 | -1221 | -2995 |
| 2001 | -1748 | 51 | 94 | 0 | 183 | 53 | -1612 | 0 | 377 | -1551 | -1051 | -2602 |
| 2002 | -1784 | 29 | 142 | 0 | 202 | 72 | -1638 | 0 | 381 | -1541 | -1055 | -2597 |
| 2003 | -1169 | -13 | 200 | 0 | 253 | 79 | -1362 | 0 | 405 | -903 | -704 | -1607 |
| 2004 | -1385 | -58 | 439 | 0 | 254 | 58 | -1750 | 0 | 397 | -946 | -1099 | -2045 |
| 2005 | -1344 | -148 | 754 | 0 | 271 | 15 | -1830 | 0 | 408 | -723 | -1151 | -1874 |
| 2006 | -1383 | -308 | 1019 | 0 | 311 | 88 | -1973 | 0 | 424 | -585 | -1237 | -1823 |
| 2007 | -1500 | -710 | 1354 | 0 | 336 | 236 | -1963 | 3 | 456 | -616 | -1170 | -1786 |
| 2008 | -1413 | -788 | 1855 | 0 | 365 | 216 | -1997 | 2 | 495 | -127 | -1137 | -1264 |
| 2009 | -1273 | -150 | 2657 | 0 | 384 | 241 | -2155 | 7 | 564 | 1482 | -1206 | 276 |
| 2010 | -1390 | -938 | 4196 | 0 | 404 | 253 | -2422 | 8 | 607 | 2130 | -1412 | 718 |
| 2011 | -1404 | -1095 | 5097 | 0 | 422 | 329 | -2399 | 12 | 639 | 2937 | -1337 | 1600 |
| 2012 | -1416 | -1251 | 5592 | 0 | 442 | 362 | -2519 | 17 | 666 | 3305 | -1411 | 1893 |
| 2013 | -1427 | -1405 | 5933 | 0 | 456 | 368 | -2672 | 21 | 635 | 3490 | -1580 | 1909 |
| 2014 | -1438 | -1568 | 6211 | 0 | 466 | 390 | -2785 | 25 | 580 | 3620 | -1739 | 1881 |
| 2015 | -1442 | -1732 | 6435 | 0 | 467 | 410 | -2914 | 26 | 529 | 3697 | -1918 | 1779 |
| 2016 | -1447 | -1964 | 6583 | 0 | 455 | 357 | -2956 | 26 | 456 | 3554 | -2046 | 1509 |
| 2017 | -1450 | -2296 | 6680 | 0 | 425 | 309 | -3006 | 21 | 370 | 3264 | -2211 | 1054 |
| 2018 | -1452 | -2643 | 6731 | 3 | 386 | 221 | -3049 | 14 | 264 | 2875 | -2399 | 476 |
| 2019 | -1452 | -3094 | 6751 | -6 | 325 | 132 | -3072 | 3 | 148 | 2335 | -2599 | -264 |
| 2020 | -1447 | -3663 | 6715 | -39 | 240 | 46 | -3028 | -13 | 32 | 1599 | -2756 | -1156 |
| 2030 | -1334 | -6513 | 1958 | -690 | -1171 | -173 | -3386 | -107 | -1645 | -6859 | -6202 | -13060 |
| 2040 | -1635 | -16476 | -1631 | -3561 | -4234 | -1003 | -5741 | -788 | -5179 | -25094 | -15154 | -40248 |
| 2050 | -2197 | -25646 | -3633 | -8572 | -7474 | -2370 | -7810 | -2181 | -9290 | -44600 | -24573 | -69173 |

*) einschließlich Nahwärmenetze

Tabelle 10-19: Gesamte EE-Differenzkosten (einschl. EE-Kraftstoffe) für alle Preispfade (Basisszenario A; bis 2020 auch Basisszenario B) im Vergleich

| | Preisfad A | | | | Preisfad B | | | | Preisfad C | | | | Preisfad D | | | | Preisfad E | | | |
|-------------|---------------|---------------|------------------|---------------|---------------|---------------|------------------|---------------|--------------|--------------|------------------|--------------|--------------|-------------|------------------|--------------|---------------|---------------|------------------|---------------|
| | Strom | Wärme | Kraft- stoffe | Gesamt | Strom | Wärme | Kraft- stoffe | Gesamt | Strom | Wärme | Kraft- stoffe | Gesamt | Strom | Wärme | Kraft- stoffe | Gesamt | Strom | Wärme | Kraft- stoffe | Gesamt |
| 2000 | 871 | 1170 | 108 | 2149 | 871 | 1170 | 108 | 2149 | 871 | 1170 | 108 | 2149 | 871 | 1170 | 108 | 2149 | -1774 | -1221 | -63 | -3058 |
| 2001 | 1274 | 1495 | 226 | 2995 | 1274 | 1495 | 226 | 2995 | 1274 | 1495 | 226 | 2995 | 1274 | 1495 | 226 | 2995 | -1551 | -1051 | -163 | -2765 |
| 2002 | 1674 | 1682 | 344 | 3700 | 1674 | 1682 | 344 | 3700 | 1674 | 1682 | 344 | 3700 | 1674 | 1682 | 344 | 3700 | -1541 | -1055 | -263 | -2859 |
| 2003 | 2285 | 1919 | 462 | 4666 | 2285 | 1919 | 462 | 4666 | 2285 | 1919 | 462 | 4666 | 2285 | 1919 | 462 | 4666 | -903 | -704 | -363 | -1970 |
| 2004 | 2731 | 2085 | 580 | 5396 | 2731 | 2085 | 580 | 5396 | 2731 | 2085 | 580 | 5396 | 2731 | 2085 | 580 | 5396 | -946 | -1099 | -463 | -2508 |
| 2005 | 3336 | 2259 | 698 | 6293 | 3336 | 2259 | 698 | 6293 | 3336 | 2259 | 698 | 6293 | 3336 | 2259 | 698 | 6293 | -723 | -1151 | -563 | -2437 |
| 2006 | 3896 | 2233 | 803 | 6932 | 3896 | 2233 | 803 | 6932 | 3896 | 2233 | 803 | 6932 | 3896 | 2233 | 803 | 6932 | -585 | -1237 | -619 | -2441 |
| 2007 | 4498 | 2330 | 909 | 7737 | 4498 | 2330 | 909 | 7737 | 4498 | 2330 | 909 | 7737 | 4498 | 2330 | 909 | 7737 | -616 | -1170 | -675 | -2461 |
| 2008 | 5247 | 2460 | 1015 | 8722 | 5247 | 2460 | 1015 | 8722 | 5247 | 2460 | 1015 | 8722 | 5247 | 2460 | 1015 | 8722 | -127 | -1137 | -731 | -1995 |
| 2009 | 6763 | 2872 | 1121 | 10756 | 6763 | 2872 | 1121 | 10756 | 6763 | 2872 | 1121 | 10756 | 6763 | 2872 | 1121 | 10756 | 1482 | -1206 | -787 | -511 |
| 2010 | 8342 | 2753 | 1227 | 12322 | 8342 | 2753 | 1227 | 12322 | 8342 | 2753 | 1227 | 12322 | 8342 | 2753 | 1227 | 12322 | 2130 | -1412 | -843 | -125 |
| 2011 | 9575 | 2948 | 1201 | 13724 | 9652 | 2951 | 1256 | 13859 | 9733 | 3112 | 1293 | 14138 | 9794 | 3110 | 1339 | 14243 | 2937 | -1337 | -812 | 788 |
| 2012 | 10252 | 2980 | 1176 | 14408 | 10424 | 2988 | 1286 | 14698 | 10604 | 3336 | 1359 | 15299 | 10736 | 3332 | 1451 | 15519 | 3305 | -1411 | -781 | 1113 |
| 2013 | 10681 | 2907 | 1151 | 14739 | 10967 | 2919 | 1316 | 15202 | 11263 | 3483 | 1426 | 16172 | 11477 | 3477 | 1563 | 16517 | 3490 | -1580 | -750 | 1160 |
| 2014 | 11040 | 2831 | 1125 | 14996 | 11463 | 2848 | 1345 | 15656 | 11894 | 3662 | 1492 | 17048 | 12202 | 3653 | 1675 | 17530 | 3620 | -1739 | -719 | 1162 |
| 2015 | 11295 | 2711 | 1100 | 15106 | 11878 | 2733 | 1375 | 15986 | 12465 | 3832 | 1558 | 17855 | 12879 | 3820 | 1788 | 18487 | 3697 | -1918 | -688 | 1092 |
| 2016 | 11244 | 2456 | 958 | 14658 | 12049 | 2783 | 1372 | 16204 | 12847 | 4077 | 1596 | 18520 | 13379 | 4061 | 2000 | 19440 | 3554 | -2046 | -679 | 829 |
| 2017 | 10964 | 2106 | 815 | 13885 | 12028 | 2805 | 1369 | 16202 | 13064 | 4315 | 1634 | 19013 | 13728 | 4295 | 2212 | 20235 | 3264 | -2211 | -671 | 382 |
| 2018 | 10537 | 1643 | 673 | 12853 | 11907 | 2789 | 1366 | 16062 | 13218 | 4536 | 1672 | 19426 | 14029 | 4512 | 2424 | 20956 | 2875 | -2399 | -663 | -187 |
| 2019 | 9898 | 1067 | 531 | 11496 | 11626 | 2741 | 1362 | 15729 | 13253 | 4743 | 1710 | 19706 | 14230 | 4714 | 2636 | 21580 | 2335 | -2599 | -655 | -919 |
| 2020 | 8984 | 412 | 388 | 9784 | 11130 | 2698 | 1359 | 15187 | 13116 | 4968 | 1748 | 19832 | 14278 | 4933 | 2848 | 22059 | 1599 | -2756 | -647 | -1804 |
| 2021 | 7610 | -246 | 275 | 7639 | 10350 | 2392 | 1313 | 14055 | 12724 | 4877 | 1773 | 19374 | 14115 | 4916 | 3036 | 22067 | 753 | -3101 | -667 | -3014 |
| 2022 | 6236 | -903 | 150 | 5483 | 9569 | 2087 | 1263 | 12919 | 12332 | 4785 | 1801 | 18919 | 13953 | 4899 | 3243 | 22094 | -93 | -3445 | -688 | -4226 |
| 2023 | 4862 | -1561 | 36 | 3338 | 8789 | 1781 | 1217 | 11787 | 11940 | 4694 | 1826 | 18461 | 13790 | 4881 | 3431 | 22102 | -938 | -3790 | -708 | -5436 |
| 2024 | 3488 | -2218 | -77 | 1193 | 8009 | 1476 | 1171 | 10655 | 11548 | 4603 | 1852 | 18003 | 13627 | 4864 | 3619 | 22110 | -1784 | -4134 | -727 | -6646 |
| 2025 | 2114 | -2876 | -149 | -910 | 7229 | 1170 | 1117 | 9515 | 11157 | 4512 | 1936 | 17604 | 13465 | 4847 | 3648 | 21959 | -2630 | -4479 | -372 | -7481 |
| 2026 | 740 | -3533 | -262 | -3055 | 6448 | 864 | 1071 | 8383 | 10765 | 4420 | 1961 | 17146 | 13302 | 4830 | 3836 | 21967 | -3476 | -4824 | -392 | -8691 |
| 2027 | -634 | -4191 | -376 | -5201 | 5668 | 559 | 1025 | 7252 | 10373 | 4329 | 1987 | 16688 | 13139 | 4813 | 4024 | 21976 | -4322 | -5168 | -411 | -9901 |
| 2028 | -2008 | -4848 | -490 | -7346 | 4888 | 253 | 979 | 6120 | 9981 | 4238 | 2012 | 16230 | 12976 | 4795 | 4212 | 21984 | -5167 | -5513 | -431 | -11111 |
| 2029 | -3382 | -5506 | -603 | -9491 | 4107 | -52 | 933 | 4988 | 9589 | 4146 | 2037 | 15773 | 12814 | 4778 | 4400 | 21992 | -6013 | -5857 | -450 | -12321 |
| 2030 | -4756 | -6163 | -861 | -11780 | 3327 | -358 | 854 | 3823 | 9197 | 4055 | 2028 | 15280 | 12651 | 4761 | 4917 | 22329 | -6859 | -6202 | -861 | -13922 |
| 2035 | -14912 | -10628 | -1734 | -27273 | -3077 | -2908 | 314 | -5671 | 5058 | 2701 | 1581 | 9339 | 10556 | 3886 | 5518 | 19960 | -16382 | -10678 | -1734 | -28793 |
| 2040 | -25067 | -15093 | -2607 | -42767 | -9481 | -5457 | -227 | -15165 | 918 | 1346 | 1133 | 3397 | 8460 | 3011 | 6120 | 17591 | -25904 | -15154 | -2607 | -43665 |
| 2050 | -44601 | -24617 | -5899 | -75117 | -20702 | -10584 | -2551 | -33837 | -5814 | -1629 | -319 | -7762 | 6701 | 1682 | 8610 | 16993 | -44600 | -24573 | -5899 | -75072 |



Bundesministerium für
Ernährung, Landwirtschaft
und Verbraucherschutz

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland

Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung



Vorwort

Liebe Leserinnen und Leser,

vor dem Hintergrund endlicher fossiler Ressourcen und des voranschreitenden Klimawandels stehen wir vor der dringenden Aufgabe, unsere Energieversorgung effizienter und umweltverträglicher zu gestalten. Energie aus nachhaltig erzeugter Biomasse ist dabei ein wichtiger Baustein, auf den wir nicht verzichten können und sollten. Diese Energieform hat drei entscheidende Vorteile: Schonung fossiler Ressourcen, Beitrag zum Klimaschutz und Schaffung von Wertschöpfung und Arbeitsplätzen.

Bioenergie deckt heute bereits knapp 5 % des deutschen Primärenergiebedarfs. Um die Zielvorgaben des Maßnahmenpaketes der EU vom April 2009 und des Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung vom August 2007 umzusetzen, soll dieser Anteil bis zum Jahr 2020 deutlich erhöht werden.

Der Biomasseaktionsplan zeigt auf, welche Potenziale wir in Deutschland hierfür haben, welchen Anteil wir bereits nutzen und über welche Reserven wir noch verfügen. Darauf aufbauend wird erläutert, welche Strategien die Bundesregierung zum Ausbau der Bioenergienutzung im Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereich verfolgt und welche Maßnahmen vorgesehen sind. Der

Biomasseaktionsplan ist auch im Kontext der EU von Bedeutung, da auch auf dieser Ebene eine Erfassung der Biomassepotenziale notwendig ist und derzeit durchgeführt wird. Diesen Prozess wollen wir mit dem Aktionsplan unterstützen.

Nach Schätzungen ist eine Verdoppelung des Bioenergieanteils in Deutschland bis 2020 theoretisch möglich. Allerdings darf nicht übersehen werden, dass Import-Biomasse eine zunehmende Bedeutung hat und eine Versorgung nur aus heimischer Biomasse aus Wettbewerbsgründen nicht realistisch ist. Beim Ausbau der Bioenergienutzung müssen wir darauf achten, dass dieser nicht zu Lasten anderer Länder, insbesondere von Entwicklungsländern mit kritischer Ernährungslage geht. Nachhaltigkeit auf allen Ebenen ist gefragt und daher oberstes Gebot für den Aktionsplan.

Inwieweit der Ausbau der Biomassenutzung gelingen wird, wird ganz entscheidend von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der Innovationskraft unserer Wirtschaft abhängen. Die Bundesregierung kann mit den ihr zur Verfügung stehenden Instrumenten nur Rahmenbedingungen vorgeben und Anreize setzen. Wir hoffen, dass diese Anreize positiv aufgenommen werden und innovative Entwicklungen hervorbringen.



Eines ist ganz wichtig: Ohne gesellschaftliche Akzeptanz geht es nicht. Die Diskussion „Tank oder Teller“ zeigt, wie komplex die Zusammenhänge sind und wie unterschiedlich die Interessen liegen. Der Biomasseaktionsplan soll zu einem gemeinsamen Grundverständnis der Situation und der Handlungsmöglichkeiten beitragen. Er soll Brücken zwischen unterschiedlichen Positionen bauen. Deshalb enthält er angesichts konkurrierender Biomassenutzungen ein Bündel an Maßnahmen, die eine Entspannung der Situation bewirken sollen.

Auch Bioenergie steht uns nicht unbegrenzt zur Verfügung. Der Ausbau der Bioenergie, wie er in diesem Aktionsplan beschrieben ist, ist daher im Kontext des Ausbaus sämtlicher erneuerbaren Energien zu sehen. Dieser muss Hand in Hand gehen mit massiven Anstrengungen zur Senkung des Energieverbrauchs und zur Verbesserung der Energieeffizienz. Forschung und Entwicklung legen hier die Grundlagen für die notwendigen Innovationen. Dies unterstützen wir mit der Hightech-Strategie der Bundesregierung. Dabei ist wichtig, dass neue Entwicklungen schnell ihren Weg in die Praxis finden.

Ilse Aigner
Bundesministerin für Ernährung,
Landwirtschaft und Verbraucherschutz



Hierfür müssen sie von Anfang an konsequent an den Marktbedürfnissen ausgerichtet werden.

Langfristig muss die Verwertung von Biomasse hinsichtlich ihres Potenzials zur Minderung von Treibhausgasen und ihrer Energieeffizienz optimiert werden. Der Aktionsplan enthält Maßnahmen, die eine Entwicklung in diese Richtung einleiten und die Förderung konsequenter auf dieses einheitliche Ziel ausrichten. Dazu gehören die Förderung einer verstärkten Wärmenutzung und die Bemessung der Förderung von Biokraftstoffen gemäß ihres Netto-Beitrages zum Klimaschutz.

Bioenergie in Deutschland ist eine Erfolgsgeschichte. Der nationale Biomasseaktionsplan zeigt, wie diese Erfolgsgeschichte fortgeschrieben werden kann und welche wichtigen Weichenstellungen bereits erfolgt sind. Lassen Sie uns die Chancen der Bioenergie für eine klimaverträgliche, versorgungssichere und zukunftsfähige Energieversorgung und die sich daraus ergebenden wirtschaftlichen Möglichkeiten gemeinsam nutzen.

Dr. Norbert Röttgen
Bundesminister für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit



Inhalt

| | |
|--------------------------------------------------------------|-----------|
| 1. Einleitung | 6 |
| 2. Bioenergie in Deutschland | 8 |
| 3. Ziele und Strategie | 10 |
| 4. Maßnahmen zum Ausbau der Bioenergie | 16 |
| 4.1 Sicherung der nachhaltigen Erzeugung von Biomasse | 16 |
| 4.2 Reduzierung von Nutzungskonkurrenzen | 18 |
| 4.3 Wärme aus Biomasse | 21 |
| 4.4 Strom aus Biomasse | 22 |
| 4.5 Biokraftstoffe | 23 |
| 4.6 Sonstige Maßnahmen | 24 |
| 5. Fazit und Ausblick | 28 |

1. Einleitung

Der Schutz des Klimas und die nachhaltige Sicherung der Energie- und Rohstoffversorgung sind zentrale Herausforderungen. Die Substitution der endlichen fossilen Ressourcen durch erneuerbare Energien ist neben der Verbesserung der Energieeffizienz und der Energieeinsparung zwingend notwendig. Biomasse gewinnt dabei zunehmend an Bedeutung. Sie ist gegenwärtig als einziger erneuerbarer Energieträger in der Lage, einen nachhaltigen Beitrag zur Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraftstoffen zu sichern. Durch eine verstärkte Nutzung der Biomasse bieten sich gleichzeitig Chancen für die Wirtschaft und die Entwicklung im ländlichen Raum sowohl in Deutschland als auch in Ländern weltweit.

Zum Ausbau der Energieerzeugung aus Biomasse hat die EU-Kommission im Dezember 2005 den europäischen Biomasseaktionsplan vorgelegt. Sie hat dabei die Mitgliedstaaten der Europäischen Union aufgefordert, nationale Biomasseaktionspläne zu erstellen. Der europäische Biomasseaktionsplan steht dabei im Kontext des ursprünglichen Ziels der Europäischen Union, den Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bis 2010 auf 12 % zu steigern. Bioenergie soll mit 8 % den größten Anteil dazu beisteuern. Ferner wurde als Ziel für den Biokraftstoffanteil am Gesamtkraftstoffbedarf 5,75 % bis 2010 festgelegt.

Gemäß den Beschlüssen des Europäischen Rates vom 9. März 2007 ist der Beitrag der erneuerbaren Energien EU-weit auf 20 % für das Jahr 2020 als verbindliches Ziel festgelegt worden. Weiterhin ist eine EU-weite Reduktion des Gesamtenergiebedarfs um 20 % und ein Anteil erneuerbarer Energien am Kraftstoffverbrauch von 10 % (energetisch) bis zum Jahr 2020 vereinbart worden. Im Ratsbeschluss wird ausdrücklich festgehalten, dass dieses 10 %-Ziel nur dann einen verbindlichen Charakter hat, wenn die Erzeugung nachhaltig ist und Biokraftstoffe der zweiten Generation kommerziell zur Verfügung stehen. Das Maßnahmenpaket der Europäischen Kommission vom 23. Januar 2008 zum Themenkomplex Klimawandel und Energie, mit dem diese Ziele umgesetzt werden sollen, ist inzwischen verabschiedet.

Die Bundesregierung hat sich zu einem deutlichen Bekenntnis zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der nachwachsenden Rohstoffe verpflichtet. Die Ziele ergeben sich im Wesentlichen aus dem Maßnahmenpaket der EU zum Themenkomplex Klimawandel und Energie und den Ergebnissen der Klausurtagung des Kabinetts in Meseberg.

Unter anderem sollen:

- der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis 2020 auf mindestens 30 % gesteigert werden,
- mit Hilfe von Biokraftstoffen die Treibhausgas-Emissionen im Verkehrssektor stärker gesenkt werden, indem die Biokraftstoffquoten ab dem Jahr 2015 von der jetzt geltenden energetischen Bewertung auf Netto-Treibhausgasminderung umgestellt werden, und
- der Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 7 % Netto-Treibhausgasminderung (entspricht rund 12 % energetisch) steigen,
- der Anteil der Wärme aus erneuerbaren Energien von derzeit 6,6 % auf 14 % bis 2020 steigen.





Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie ein effizienter und langfristig sozial- und umweltverträglicher Ausbau der energetischen Biomassenutzung unter Berücksichtigung von Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann.

Ziel des Nationalen Biomasseaktionsplans ist ein Gesamtkonzept für eine deutliche Steigerung des Bioenergieanteils an der Energieversorgung in Deutschland unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien. Bioenergie soll einen optimalen Beitrag zum Klimaschutz, zur Versorgungssicherheit und zur wirtschaftlichen Entwicklung leisten und dabei die inländische Wertschöpfung, insbesondere im ländlichen Raum unterstützen.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass

- die Biomassenachfrage für die Energieerzeugung mit dem Nahrungsmittelsektor und vielfältigen stofflichen Verwendungen im Wettbewerb steht sowie innerhalb der verschiedenen Energieerzeugungsarten teilweise miteinander konkurriert,
- Nebenprodukte der Bioenergieerzeugung einen wichtigen Beitrag zur Tier- und Humanernährung leisten,
- die verschiedenen Technologien der Bioenergienutzung erst teilweise marktverfügbar sind, ganz überwiegend noch nicht wettbewerbsfähig sind und noch große Potenziale zur Effizienzverbesserung bestehen,
- erhebliche Forschungsanstrengungen im

Bereich Bioenergie notwendig sind, die im Rahmen der Hightech-Strategie der Bundesregierung unterstützt werden sollen,

- der Ausbau der Bioenergie Akzeptanz in der Öffentlichkeit finden muss,
- die Steigerung der Biomasseproduktion für energetische Zwecke positive und negative ökologische, ökonomische und soziale Auswirkungen haben kann. Dieses gilt sowohl in Deutschland als auch weltweit,
- zunehmend Entwicklungsländer Bioenergie-träger exportieren und deshalb der Ausbau der Bioenergienutzung in Deutschland auch im Kontext des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung zu sehen ist.

Rohstofflieferanten sind die Land- und Forstwirtschaft, die Ernährungs- und Abfallwirtschaft sowie die verarbeitende Industrie. Rohstoffe aus den Meeren und anderen aquatischen Systemen werden derzeit nur marginal für Energiezwecke genutzt. Es wird jedoch vermutet, dass sie noch ein erhebliches Potenzial aufweisen. Ebenso wie die stoffliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe sind sie jedoch nicht Gegenstand dieses Aktionsplans. Gleichwohl werden vor allem aus Gründen der Steigerung von Effizienz und Wertschöpfung integrative Konzepte zur stofflichen und energetischen Nutzung von Biomasse zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Die Basisdaten für die Erstellung des nationalen Aktionsplans sind in einem technischen Anhang zusammengefasst (Veröffentlichung im Internet).

2. Bioenergie in Deutschland

2007 deckte die Bioenergie¹ (bezogen auf den Endenergieverbrauch) in Deutschland 3,9 % des gesamten Stromverbrauchs, 6,1 % des gesamten Wärmebedarfs und 7,3 % des gesamten Kraftstoffverbrauchs. Damit trug die Bioenergie mit 4,9 % zur Deckung des gesamten Primärenergieverbrauchs bei.

Technisch nutzbare Potenziale für einen weiteren Ausbau der Bioenergie sind vorhanden. In der Land- und Forstwirtschaft steht ein Teil der 17 Mio. ha landwirtschaftlich genutzten Fläche (ca. 12 Mio. ha Ackerfläche und ca. 5 Mio. ha Grünlandfläche) und ein Teil der 11 Mio. ha Waldfläche zur Verfügung.

Nach den Ergebnissen der zweiten Bundeswaldinventur (Stichjahr 2002) haben sich in der Vergangenheit Holzvorräte in Höhe von rd. 3,4 Mrd. m³ aufgebaut², da weniger Holz genutzt wurde als nachgewachsen ist. In Deutschland wurden 2006 ca. 20-25 Mio. m³ Waldholz energetisch genutzt, was ca. 1,0-1,5 % des deutschen Primärenergiebedarfs³ entspricht. Modellrechnungen des Johann Heinrich von Thünen-Instituts haben Reserven für eine Ausweitung der Holznutzung ermittelt, ohne dass die Nachhaltigkeit der Waldbewirtschaftung gefährdet

würde. Insgesamt werden die Reserven für eine energetische Nutzung (v. a. Laubholz und Waldrestholz) in einer Größenordnung von 12-19 Mio. m³/Jahr (ca. 65-116 PJ, entspricht ca. 0,5-0,8 % des Primärenergiebedarfs 2007) geschätzt. Beim unteren Wert wurden die gegenwärtigen Waldbewirtschaftungsregeln in die Zukunft projiziert; beim oberen Wert wurde eine definierte Reduzierung der Holzvorräte sowie des Endnutzungsalters über einen Zeitraum von 20 Jahren unterstellt. Wegen vielfältiger Anstrengungen, die stoffliche Holznutzung in Deutschland und Europa auszubauen, wird die Verwendung forstwirtschaftlicher Reststoffe (Waldrestholz) für die energetische Nutzung zukünftig an Bedeutung zunehmen.

Bezüglich des Biomassepotenzials landwirtschaftlich genutzter Flächen gehen die meisten Studien von einem gleich bleibenden Versorgungsgrad mit Nahrungs- und Futtermitteln aus und kommen zu dem Ergebnis, dass 2020 für die stoffliche und energetische Nutzung der Biomasse 2,5-4 Mio. ha Ackerfläche theoretisch zur Verfügung stehen können⁴. In 2007 wurden bereits 1,75 Mio. ha für den Anbau von Energiepflanzen genutzt. Für eine Ausdehnung der Bioenergieerzeugung sind noch begrenzte Potenzi-



1 feste, flüssige, gasförmige Biomasse, Deponie- und Klärgas, biogener Anteil des Abfalls

2 Gemessen in Vorratsfestmetern

3 Primärenergiebedarf in Deutschland, 2007: 13.842 Petajoule (PJ)

4 Die große Spannweite der Ackerfläche resultiert aus unterschiedlichen Annahmen in den Studien und einer unterschiedlichen Einschätzung der Entwicklung relevanter Faktoren wie z. B. Bevölkerungsentwicklung, Nachfrage nach Lebensmitteln, technischem Fortschritt, Berücksichtigung weiterer Flächenansprüche für Siedlung, Verkehr, Naturschutz. Je nach zur Anwendung kommender Konversionstechnologie entspricht dies ca. 360-800 PJ/Jahr



ale vorhanden, die vor allem durch Steigerung der Flächenproduktivität und agrarpolitische Änderungen freigesetzt werden. Auch optimierte Konversionsprozesse werden dazu beitragen, das vorhandene Potenzial besser zu nutzen. Erhebliches zusätzliches Biomassepotenzial bietet daneben auch die energetische Verwertung von landwirtschaftlichen Nebenprodukten, Reststoffen und biogenen Abfällen.

Durch die zur Erreichung der Ziele notwendige deutliche Ausdehnung der Biomassenutzung ist mittel- und langfristig eine zunehmende Konkurrenz der verschiedenen Verwertungsrichtungen um Biomasse und um die begrenzt verfügbare landwirtschaftliche Nutzfläche zu erwarten. Regional ist dies in Deutschland heute schon zu beobachten. Auch andere Ziele der Bodennutzung wie Arten- und Biotopschutz sowie Boden- und Gewässerschutz begrenzen die Ausdehnung der energetischen Biomassenutzung.

Unter den Voraussetzungen, dass die genannten heimischen Biomassepotenziale tatsächlich vollständig zur Verfügung stehen, die erhofften technologischen Fortschritte (z. B. Ganzpflanzennutzung) erzielt werden und die

Biomasse mit hoher Effizienz energetisch verwertet wird (über Wärmeherzeugung und Kraft-Wärmekopplung), besteht in Deutschland ein Potenzial zur Deckung von 8-12 % des heutigen und 11-15 % des erwarteten Primärenergiebedarfs in 2020.

Inwieweit dieses technische Potenzial tatsächlich genutzt werden kann, hängt insbesondere von der Entwicklung von Technologie- und Energieeffizienz, von den Rohstoffkosten und Bioenergiepreisen auf den heimischen und den internationalen Märkten und vom Fortgang der Bioenergieförderung ab.

Geht man von der derzeit realisierten, über alle Bioenergienutzungen gemittelten Energieeffizienz aus und schreibt die heutige Nutzungsverteilung zwischen Wärme (45 %), Strom (30 %) und Kraftstoffen (25 %) fort, würde inländische Biomasse in 2020 nur einen entsprechend geringeren Anteil des Primärenergiebedarfs decken können. Ob letztendlich heimische oder importierte Biomasse verwendet wird, werden die sich entwickelnden Marktpreise bestimmen. Heute schon kann importierte Biomasse kostengünstiger als inländisch produzierte Biomasse sein.

3. Ziele und Strategie



Zur Erfüllung der Zielvorgaben von Meseberg ist der Anteil Bioenergie am Primärenergiebedarf bis 2020 gegenüber 2007 deutlich zu steigern. Gemäß Leitstudie des BMU ist mindestens ein Anstieg von 792 Petajoule (PJ) in 2007 auf 1.309 PJ in 2020 notwendig.

Dabei soll der Ausbau der Biomassenutzung möglichst effizient und nachhaltig erreicht werden. Als Kriterien sind zu nennen:

- Beitrag zur Treibhausgas-Minderung,
- Beitrag zu anderen umweltpolitischen Zielen, wie z. B. Erhalt der Biodiversität, der Bodenfruchtbarkeit sowie Gewässer- und Immissionsschutz,
- Erhaltung von schützenswerten Landschaften wie Natura 2000 Gebiete (in Europa), High Conservation Areas (international) und Gebiete die einen Schutzstatus haben, insbesondere solchen mit hoher Kohlenstoffsenkenfunktion,
- Beitrag zur Sicherheit der Energieversorgung,
- Wirtschaftlichkeit,
- Beitrag zu Beschäftigung und Wertschöpfung, insbesondere auch im ländlichen Raum,
- Beitrag zur sozioökonomischen Entwicklung in Entwicklungsländern,
- Beachtung von Nutzungskonkurrenzen, insbesondere zur Nahrungsmittelerzeugung und zur stofflichen Nutzung von Biomasse.

Der Stand der heutigen Biomassenutzung und das Ausbauszenario gemäß den Eckpunkten des in Meseberg am 23.8.2007 durch das Kabinett verabschiedeten Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms, der Richtlinie zur Förderung von Energien aus erneuerbaren Quellen (EE-RL) und der Leitstudie des Bundesumweltministeriums sind in nachstehender Tabelle zusammengefasst:¹

| | 2007 | | 2020 | |
|-------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------------|----------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| | EE insgesamt | davon Bioenergie ² | EE insgesamt „Meseberg“ ³ bzw. EEG oder EE-RL | davon Bioenergie ⁴ nach „Leitstudie 2008“ |
| Anteil EE am gesamten Primärenergieverbrauch | 6,7% | 4,9% | 16% | 11% |
| Anteil EE gesamten Endenergieverbrauch ⁵ | 8,6% | 6,2% | 18% | 10,9% |
| Anteil EE am gesamten Stromverbrauch/Stromversorgung ⁶ | 14,2% | 3,9% | mindestens 30% | 8% |
| Anteil EE am gesamten EEV für Wärme | 6,6% | 6,1% | 14% | 9,7% |

1 Anteil Biokraftstoffe gem. EE-RL 12 % (2020)

2 Inkl. biogene Festbrennstoffe, Biogas, Klär- und Deponiegas, flüssige Biomasse und biogener Anteil am Abfall

3 Gemäß Kabinettsbeschluss Meseberg, 23.8.2007

4 Gemäß BMU-Leitstudie 2008 „Ausbau der erneuerbaren Energien“

5 Strom, Wärme, Kraftstoffe

6 Bezugsgröße: Bruttostromverbrauch

Das Bioenergieaufkommen aus heimischen Quellen reicht theoretisch aus, um die erforderlichen Mengen zu decken und eine Verdopplung des Bioenergieanteils in Deutschland bis 2020 erscheint möglich. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es schon heute erhebliche Importe von Biomasse u. a. aus Schwellen- und Entwicklungsländern gibt. In Abhängigkeit von der Entwicklung der Wettbewerbsverhältnisse, der Effizienz der Biomassenutzung und der Ausgestaltung der Nachhaltigkeitskriterien ist davon auszugehen, dass diese Importe weiter zunehmen werden.

Um den weiteren Ausbau der Bioenergie zu realisieren, sind die politischen Rahmenbedingungen und die Förderung strategisch wie folgt auszurichten:

a) Der weitere Ausbau der Nutzung von Bioenergie wird in den drei Bereichen Wärme, Strom und Kraftstoff vorangetrieben

Biomasse ist ein vielseitiger Energieträger mit unterschiedlicher technischer Eignung der Rohstoffe: Derzeit eignet sich z. B. Holz besonders für die Wärmeerzeugung, Biogas für die Kraft-Wärme-Kopplung und Ölsaaten eignen sich für die Erzeugung von Biokraftstoffen zum Antrieb stationärer oder mobiler Motoren. Diese speziellen Eignungen gilt es zu nutzen. Darüber hinaus sollten technologische Entwicklungen im Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereich, die in weiten Teilen noch nicht abgeschlossen sind, nicht zu früh abgeschnitten werden. Die Nutzung von Biokraftstoffen (auch die zweite Generation) ist zwar gegenüber der Wärmenutzung und der Kraft-Wärmekopplung mit einer geringeren Energieausbeute verbunden, Biokraftstoffe sind aber zur Zeit als einzige erneuerbare Alternative im Mobilitätssektor von relevanter Bedeutung für die Versorgungssicherung. Es ist zwar zu erwarten, dass durch die verstärkte Einführung von Elektrofahrzeugen, die regenerativ erzeugten Strom verwenden können, auch andere erneuerbare Energien, wie Windenergie, zukünftig im Verkehrssektor genutzt werden können. Hierbei handelt

es sich jedoch noch um einen sehr kleinen und erst aufzubauenden Markt. Im Hinblick auf die Verwirklichung der Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien ist die Nutzung der Bioenergie deshalb in allen drei Bereichen (Wärme, Strom, Kraftstoff) unverzichtbar. Speicher- und Verteilungsfragen (z. B. durch Biogaseinspeisung) kommt dabei eine Schlüsselrolle zu.

b) Verfügbarkeit marktreifer Technologien muss erhöht werden

Eine effiziente und breite Nutzung der Biomasse zur Energieerzeugung ist nur möglich, wenn eine ausreichende Bandbreite an Nutzungstechnologien zur Verfügung steht und auf dem Markt eingeführt ist. Diese müssen teilweise noch entwickelt werden (z. B. Biomasse-Brennwertkessel, Stromerzeugungstechnologien im kleinen Leistungsbereich, Biomassevergasung zur Biomethanbereitstellung für die Strom- und Wärmeerzeugung, Biokraftstoffe der zweiten Generation). Hierfür sind die Forschungsanstrengungen fortzusetzen. Im Sinne des globalen Klimaschutzes wird zudem der Transfer effizienter, umweltfreundlicher und angepasster Technologien in Entwicklungsländer unterstützt.





c) Die Biomassenutzung wird durch die verstärkte Erzeugung und Nutzung von Wärme optimiert

Für die Wärmeerzeugung aus Biomasse sprechen die Schonung fossiler Energiereserven, die Wertschöpfung im ländlichen Raum, die niedrigen CO₂-Vermeidungskosten und die dezentralen Bereitstellungsstrukturen. Kurz- und mittelfristig kann daher die Biomassenutzung zur Wärmeproduktion unter deutschen Verhältnissen aus ökologischer, ökonomischer und struktureller Sicht besonders vorteilhaft sein, so v. a. bei der Holzverbrennung. Voraussetzung hierfür sind entsprechende Rahmenbedingungen, etwa um bei der Verbrennung freiwerdende Luftschadstoffe zu begrenzen.

Durch die in Meseberg festgelegten Gesetzesinitiativen, die zwischenzeitlich größtenteils umgesetzt wurden, wird eine stärkere Wärmenutzung gefördert. Die beschlossenen Maßnahmen (Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Gasnetz-Zugangsverordnung, Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes) beinhalten z. B. Nutzungspflichten für erneuerbare Wärme im besonders wirtschaftlichen Neubaubereich, sie forcieren den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung mit den benötigten Wärmenetzen, sie regeln die Einbindung von Biogasanlagen in Mikrogasnetze, die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und dessen Einspeisung und anschließende Nutzung im KWK-Betrieb. Die tatsächlichen Auswirkungen der neuen gesetzlichen Regelungen müssen kontinuierlich beobachtet und die Regelungen ggf. nochmals den Gegebenheiten angepasst werden.

d) Bisher ungenutzte Biomassepotenziale werden erschlossen, auch um mögliche Nutzungskonflikte zu reduzieren

Um den Ausbau der Bioenergie ökonomisch und ökologisch effizient zu gestalten und gleichzeitig mögliche Nutzungskonkurrenzen zu entschärfen, sind weitere Potenziale zu erschließen. Dies gilt besonders für Biomassepotenziale, die bisher nicht oder unzureichend genutzt werden wie Waldresthölzer, Biomasse aus der Landschaftspflege oder die bei Verarbeitungsprozessen in Form von Reststoffen oder Nebenprodukten sowie Abfällen anfallen. Dazu zählen insbesondere Gülle und Stroh sowie Bioabfälle, deren energetische Nutzung zu relativ hohen Nettoeffekten bei Treibhausgas(THG)-Minderung, Beschäftigung und Wertschöpfung führt, ohne dass eine Flächenkonkurrenz besteht. In der Neufassung des EEG wurden diese Aspekte bereits berücksichtigt und finden in den einzelnen Boni, wie Gülle- oder Technologiebonus insbesondere auch bei der Anlagenkombination von Biogas- und Kompostierungsanlage ihren Niederschlag. Nebeneffekte bei der Nutzung dieser Potenziale auf die Biodiversität, Bodenfruchtbarkeit, Feinstaubbelastung und indirekte Lachgas-Emissionen müssen berücksichtigt werden. Weitere Potenziale bieten die energetische Nutzung von Stroh und ähnlichen pflanzlichen Stoffen sowie die Erzeugung von Holz auf landwirtschaftlichen Flächen, z. B. durch Kurzumtriebsplantagen.

e) Biomasse ist nachhaltig zu erzeugen

Die land- und forstwirtschaftliche Biomasseerzeugung muss nachhaltig erfolgen, so dass soziale und ökologische Beeinträchtigungen vermieden werden. Dies ist auch von Bedeutung, um die Akzeptanz in der Öffent-



lichkeit für den Ausbau der Biomassenutzung zu erhalten. Die Umweltwirkungen der Biomasseproduktion müssen dabei entlang der gesamten Prozesskette betrachtet werden, damit positive Effekte auf der einen Seite nicht durch negative Effekte auf einer anderen Seite konterkariert werden (z. B. CO₂-Einsparung bei der Nutzung als Energiepflanzen und gleichzeitig Methan- oder Lachgas-Freisetzung beim Anbau oder bei der Vergärung oder Nachteile beim Gewässerschutz). Neben der CO₂-Vermeidung in der gesamten Prozesskette geht es auch um den Schutz wertvoller Lebensräume mit hoher Biodiversität und/oder hoher Kohlenstoffbindung.

Damit gewährleistet ist, dass auch importierte Bioenergieträger, die in Deutschland zur Weiterverarbeitung oder Nutzung eingesetzt werden, nachweisbar nachhaltig angebaut, weiterverarbeitet und vermarktet werden, ist die Entwicklung auch international anwendbarer, WTO-konformer Nachhaltigkeitsstandards und entsprechender Zertifizierungssysteme notwendig. Dabei sind auch soziale Mindeststandards zu berücksichtigen (Arbeits- und Sozialgesetzgebung, Recht auf Nahrung, Verhinderung illegaler Landnahme).

f) Umweltbelastungen müssen durch geeignete Regelungen begrenzt werden

Für die Erzeugung der energetisch und stofflich zu verwertenden Biomasse gelten in Deutschland grundsätzlich die gleichen Umweltauflagen wie für die Nahrungs- und Futtermittelerzeugung. So sind z. B. die Anforderungen der guten fachlichen Praxis des Düngemittel- sowie des Pflanzenschutzes einzuhalten. Vor diesem Hintergrund ist die gute fachliche Praxis in der Landwirtschaft unter Federführung des BMELV

regelmäßig zu überprüfen und erforderlichenfalls anzupassen. Bei der Bioenergie sind grundsätzlich die gleichen Umweltstandards einzuhalten wie bei anderen Aktivitäten zur Energieerzeugung. Durch die energetische Nutzung von Biomasse treten jedoch teilweise andere Schadstoffemissionen auf. Mit Hilfe von geeigneten Regelungen und Maßnahmen (z. B. dem Einsatz von Filteranlagen zur Begrenzung von Emissionen) soll sichergestellt werden, dass diese negativen Auswirkungen so weit wie möglich vermieden werden. Zum Zwecke des Boden- und Gewässerschutzes sollen die Anforderungen an Anlagen zum Lagern und Abfüllen von Gülle, Festmist und Silagesickersäften auch auf Anlagen zur Lagerung von Gärresten ausgedehnt werden.

g) Kulturlandschaftliche Wirkungen beim Biomasseanbau und bei der Errichtung von Bioenergieanlagen berücksichtigen

In Verbindung mit den naturschutzrechtlichen Anforderungen zur Vermeidung erheblicher Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft erfährt auch die Berücksichtigung von Auswirkungen auf das Landschaftsbild zunehmende Bedeutung. Dabei geht es auch darum, Strategien zu entwickeln, die den Energiepflanzenanbau besser in ansprechende, die Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts sicherstellende Kulturlandschaften sowie in regionale Wirtschaftskreisläufe integrieren. Dazu ist es erforderlich, die Standortplanung von Bioenergieanlagen und die Flächennutzung in deren Umfeld besser mit den raumbezogenen Planungsinstrumenten der Landes-, Regional- und Flächennutzungsplanung sowie der landschafts- und agrarstrukturellen Entwicklungsplanung abzustimmen.

h) Der Import von nachhaltig erzeugten Bioenergeträgern wird die heimische Biomasseerzeugung ergänzen

Deutschland wird mittelfristig aus Wettbewerbsgründen zunehmend auf Lieferungen aus anderen EU-Mitgliedstaaten oder Drittländern angewiesen sein, um die energiepolitischen Ziele zu erreichen. Es ist hierbei davon auszugehen, dass die Unternehmen zukünftiger Exportländer bei weiterer Liberalisierung des Handels Biomasse häufig kostengünstiger produzieren können. Auch beim Import sollen Kriterien der nachhaltigen Erzeugung und Verarbeitung von Biomasse berücksichtigt werden. Die Nutzung von Bioenergie trägt zur Diversifizierung der Energieversorgung bei, es ist jedoch zu beachten, dass auch neue Abhängigkeiten entstehen können.

i) Der Ausbau der Bioenergienutzung in Deutschland darf nicht zu Lasten der Ernährungssituation in Entwicklungsländern gehen

Die Produktion von Bioenergie bietet auch für Entwicklungsländer Chancen. Sie sollten dabei unterstützt werden, diese Chancen im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung nutzen zu können. Dabei ist zu vermeiden, dass ein Ausbau der Biomasseproduktion zur energetischen Verwertung in Entwicklungs-

ländern zu Konflikten mit der Sicherung der Ernährung in diesen Ländern und dem Recht auf Nahrung führt.

j) Nutzungskonkurrenzen mit stofflichen Verwendungen ökonomisch und ökologisch effizient lösen

Die stofflichen Verwendungsformen, z. B. in der verarbeitenden Industrie, sollten in der Regel Vorrang haben. Stoffliche Verwendungen versprechen zumeist höhere Wertschöpfungen und können zudem gegenüber energetischen Verwendungen aus Gründen des Klima- und Ressourcenschutzes vorzugswürdig sein. Nach Möglichkeit ist eine energetische Verwendung erst am Ende stofflicher Nutzungskaskaden anzustreben. Bei ordnungsrechtlichen Vorschriften ebenso wie bei Förderregelungen ist darauf zu achten, dass stoffliche Verwendungen nicht benachteiligt werden. Dieser Ansatz trägt dazu bei, Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

k) Die Wirtschaftlichkeit der Bioenergie muss verbessert werden, um die Konkurrenzfähigkeit mit fossilen Energien eher zu erreichen

Kostensenkungen sind durch die Steigerung der flächenspezifischen Energieerträge und durch optimierte Technologien zur energetischen Verwertung der Biomasse zu erwarten.





Insbesondere in der Pflanzenzüchtung, aber auch bei der Weiterentwicklung von Anbau- und Konversionssystemen werden Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit angestrebt. Interessante Wege, die Wirtschaftlichkeit insgesamt zu steigern, können auch die Kopplung verschiedener energetischer und auch stofflicher Nutzungspfade (z. B. Konzept der Nutzungskaskaden, Bioraffinerie) sein. Die Bundesregierung leistet der Wirtschaft in vielfältiger Weise Unterstützung, etwa im Rahmen der Hightech-Strategie durch vermehrte Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung. Da die Bioenergie – bis auf wenige Ausnahmen – noch nicht wettbewerbsfähig ist, bedarf sie derzeit der weiteren Förderung.

l) Verwertungsoptionen mit einem besonders hohen Treibhausgas-Minderungspotenzial sind verstärkt zu nutzen

Bei der energetischen Verwertung von Biomasse ist zukünftig verstärkt auf die Optionen zu setzen, die eine besonders hohe Treibhausgas-Minderung erreichen, wie z. B. die Wärmenutzung oder die Kraft-Wärme-Kopplung. Auch bei der Biogasnutzung lassen sich durch die geeignete Standortwahl mit einem nahen Wärmeabnehmer oder durch die Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz und dessen effiziente Verwertung in KWK-Anlagen am Ort der Wärmenachfrage oder als Kraftstoff deutliche, messbare CO₂-Minderungen erzielen. Zu diesem Zweck hat die

Bundesregierung beschlossen, die Förderung von Biokraftstoffen von der derzeit geltenden energetischen Quote auf ihren Netto-Beitrag zum Klimaschutz umzustellen.

Das Treibhausgas-Minderungspotenzial bei den Biokraftstoffen der zweiten Generation ist nach den derzeitigen Erwartungen höher als bei den Biokraftstoffen der ersten Generation. Die Entwicklung dieser Technologien bis zur Marktreife hat deshalb eine hohe Priorität. Jedoch werden die Biokraftstoffe der zweiten Generation nicht vor 2020 in größerem Umfang zur Verfügung stehen.

m) Die Bioenergie trägt zur wirtschaftlichen Entwicklung und Wertschöpfung in ländlichen Räumen bei

Der Ausbau der Bioenergie schafft Impulse für wirtschaftliche Entwicklung und Beschäftigung. Vor allem die dezentrale Nutzung der Biomasse sollte aufgrund der daraus resultierenden Vorteile und Chancen für mittelständische Unternehmen in ländlichen Räumen sowie für die Land- und Forstwirtschaft unter Berücksichtigung des Wirtschaftlichkeitsaspekts verstärkt werden. Hierzu zählen insbesondere die Wärmeerzeugung und die Kraft-Wärme-Kopplung.

Zudem eröffnet der Export von Produktionsanlagen im Bioenergiebereich zusätzliche Chancen für deutsche Unternehmen. Der Einsatz hocheffizienter Anlagen im Ausland dient gleichzeitig auch dem Klimaschutz.

4. Maßnahmen zum Ausbau der Bioenergie

4.1 Sicherung der nachhaltigen Erzeugung von Biomasse

Bioenergie bietet große Chancen, sie muss aber im selben Maße wie Biomasse für die Verwertung im Lebens- und Futtermittelbereich nachhaltig erzeugt werden, um Natur und Umwelt zu schützen. Der globale Beitrag zum Klimaschutz und zur Erhaltung der Biodiversität sind maßgebende Kriterien. In der öffentlichen Diskussion stehen die Auswirkungen des Biomasseanbaus auf die tropischen Regenwälder sowie die Konkurrenz zwischen Biomasseverwertung und Ernährungssicherheit im Mittelpunkt der Aufmerksamkeit. Auch in Deutschland ist die Akzeptanz für Bioenergie gefährdet, wenn negative Folgen eines nicht nachhaltigen Anbaus, beispielsweise durch die Verengung der Fruchtfolgen, den Verlust an organischer Substanz in den Böden (Humusabbau) und den Verlust an Biodiversität zu befürchten sind. Es wird daher zu Recht gefordert, Fehlentwicklungen im Hinblick auf die Nachhaltigkeit zu vermeiden.

a) Gute fachliche Praxis überprüfen und ggf. weiterentwickeln

In Deutschland bestehen mit den Vorgaben zur guten fachlichen Praxis bereits verbindliche Regelungen, bei deren Einhaltung von einem nachhaltigen Anbau unabhängig von der Verwertung der Produkte ausgegangen werden kann. Die gute fachliche Praxis in der Landwirtschaft ist regelmäßig zu überprüfen und erforderlichenfalls anzupassen. Daneben bestehen klare Vorschriften zur nachhaltigen Waldbewirtschaftung durch das Bundeswaldgesetz und die Landeswaldgesetze, in denen auch die „ordnungsgemäße Forstwirtschaft“ unter Berücksichtigung der regionalen Besonderheiten umfassend geregelt ist.

b) Nachhaltigkeitsstandards entwickeln

Ziel der Bundesregierung ist es, dass die in Deutschland eingesetzte Bioenergie nachhaltig erzeugt und verwendet wird. Dabei geht es zum einen um den nachweisbar nachhaltigen Anbau der Biomasse, zum anderen aber auch um die nachhaltige Erzeugung der Produkte aus Biomasse sowie deren effiziente Verwendung. Dies setzt jedoch voraus, dass Nachhaltigkeitsstandards und entsprechende Zertifizierungssysteme national, auf EU-Ebene und international etabliert werden. Auf

EU-Ebene ist dies zwischenzeitlich für flüssige Biomasse in der Richtlinie Erneuerbare Energien und für Biokraftstoffe in der Richtlinie Kraftstoffqualität 98/70 für alle Mitgliedstaaten verbindlich geregelt und muss nun in nationales Recht umgesetzt werden. International anerkannte Systeme gibt es derzeit noch nicht.

Für Biokraftstoffe gibt es in Deutschland bereits mit dem Bundesimmissionsschutzgesetz und dem Energiesteuergesetz die Ermächtigung, die Erfüllung der Quotenverpflichtung sowie die Gewährung von Steuervergünstigungen an solche Biokraftstoffe zu binden, die

- bei der Erzeugung der eingesetzten Biomasse nachweislich bestimmte Anforderungen an eine nachhaltige Bewirtschaftung landwirtschaftlicher Flächen erfüllen,
- bestimmte Anforderungen zum Schutz natürlicher Lebensräume erfüllen und
- ein bestimmtes CO₂-Verminderungspotenzial aufweisen.

Auch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz stellt bestimmte Nachhaltigkeitsanforderungen an die zu nutzende Biomasse. So darf beispielsweise nicht nachhaltig erzeugtes Palm- oder Sojaöl nicht zur Erfüllung der gesetzlichen Pflicht zur Nutzung Erneuerbarer Energien verwendet werden. Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz verweist dabei auf die Nachhaltigkeitsverordnung des Biokraftstoffquotengesetzes. Auch das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) enthält Anforderungen an die Nachhaltigkeit der Biomasse, die in einer eigenen Nachhaltigkeitsverordnung noch näher konkretisiert werden müssen.

Der Verordnungsentwurf der Bundesregierung für Nachhaltigkeitsstandards bei Biokraftstoffen, der diese Vorgaben konkretisiert und die Überwachung regelt, wird gegenwärtig entsprechend der EU-Nachhaltigkeitsregelung überarbeitet. Seit März 2009 liegt darüber hinaus der ressortabgestimmte Entwurf einer Nachhaltigkeitsverordnung für Biomassestrom vor.

c) Entwicklung und schnelle Umsetzung von Nachhaltigkeitsstandards auf internationaler Ebene

Angesichts des weltweit beschleunigten Ausbaus der Bioenergie wächst auch die Bedeutung des internationalen Handels mit Bioenergieträgern. Parallel hierzu reduziert sich die Wirksamkeit nationaler Regelungen. Daher engagiert sich die Bundesregierung auch auf internationaler Ebene bei der Entwicklung von Nachhaltigkeitskriterien. Dies geschieht durch die Unterstützung europäischer Aktivitäten, wie die beschlossene Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und der geänderten Kraftstoffqualitätsrichtlinie, die analoge Nachhaltigkeitsanforderungen vorsieht. Darüber hinaus hält die Bundesregierung ebenso weltweite Aktivitäten in den verschiedenen internationalen Foren für erforderlich. Einen Schwerpunkt ihres Engagements bildet daher die G8-Initiative „Global Bioenergy Partnership“. Die Bundesregierung erwartet von der Mitarbeit in der Global Bioenergy Partnership die Etablierung eines global agierenden institutionellen Rahmens, dessen Vorgaben insbesondere zur Nachhaltigkeit international anerkannt werden.

Um unerwünschte indirekte Landnutzungsänderungen zu verhindern, setzt sich die Bundesregierung dafür ein, dass die Zertifizierung von Biomasse für energetische Verwendungen durch eine entsprechende Zertifizierung in anderen Bereichen der Biomassenutzung ergänzt wird. Ein Beispiel hierfür ist die international anerkannte und marktgängige Nachhaltigkeitszertifizierung von Wäldern (z. B. FSC, PEFC). Ein wichtiges Element der Strategie zur Förderung von Bioenergie ist, dass derzeit entwickelte Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierungssysteme insbesondere auch in Entwicklungsländern schnell und effizient umgesetzt werden. Dies setzt voraus, dass die Entwicklung der Standards und Nachhaltigkeitssysteme unter Beteiligung der Produzenten und weiteren Interessengruppen erfolgt, um unter den in Entwicklungsländern herrschenden Bedingungen geeignete Lösungen zu erreichen. Hierbei ist nicht zuletzt auch den kleinbäuerlichen Strukturen Rechnung zu tragen. Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierungssysteme müssen zur Umsetzung internationaler Konventionen des Umwelt- und Klimaschutzes sowie der wirtschaftlichen, sozialen und kulturellen sowie bürgerlich-politischen Menschenrechte in Entwicklungsländern beitragen.





d) **Forschung und Entwicklung zur Nachhaltigkeit vorantreiben**

Forschung und Entwicklung zu Fragen der Nachhaltigkeit von Biomassenutzung (z. B. zu Anbausystemen von Energiepflanzen, zur Erweiterung des Spektrums an Energiepflanzen, zur Etablierung von Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierungssystemen und zur Konversion von Biomasse) werden seitens der Bundesregierung bereits intensiv und in vielfältiger Form betrieben und sollen auch zukünftig mit hoher Priorität weitergeführt werden.

e) **Berücksichtigung der Produktionsbedingungen in (zukünftigen) Biomasse-Exportländern**

Eine steigende Rohstoffnachfrage für die Bioenergieproduktion und daraus resultierende höhere Marktpreise stellen auch für Entwicklungsländer neue Chancen zur wirtschaftlichen Entwicklung und Armutsminderung dar. Viele Entwicklungsländer versprechen sich Deviseneinsparungen, neue Exportchancen durch ein auf dem Weltmarkt nachgefragtes Produkt sowie die Lösung heimischer Energie- und Transportprobleme. Wachstum im Agrarsektor in Schwellen- und Entwicklungsländern kann dreimal mehr Armut und Hunger abbauen als Wachstum in irgendeinem anderen Sektor (World Development Report 2008). Daher kann die Bioenergieproduktion durchaus einen Beitrag zur Erreichung der Millennium Development Goals leisten.

Gleichzeitig müssen steigende Nahrungsmittelpreise und ihre Auswirkung auf die Ernährungssicherung beobachtet werden.

Ursächlich für Hunger sind insbesondere Verteilungsprobleme und mangelnde Kaufkraft, entsprechend können steigende Nahrungsmittelpreise zu einer deutlichen Verschärfung der Situation führen. Betroffen sind vorwiegend die arme städtische Bevölkerung und die marginalisierte ländliche Bevölkerung, die einen großen Teil ihrer Einkünfte für Nahrungsmittel aufwenden müssen. Die sich für Entwicklungsländer ergebenden Möglichkeiten können nur dann erfolgreich genutzt werden, wenn die Biomasseproduktion ökologische und soziale Mindestanforderungen erfüllt und nicht zu Lasten der Ernährungssicherung geht.

Hier setzt das von Deutschland finanzierte Treuhandprojekt (Mittel des BMELV) „Bioenergie und Ernährungssicherheit“ (BEFS) bei der Welternährungsorganisation (FAO) an, mit dem politischen Entscheidungsträgern in Afrika, Lateinamerika und Asien fundierte Entscheidungsgrundlagen zur Bewertung von Chancen und Risiken der Bioenergie und der ländlichen Entwicklung gegeben werden sollen. Das BEFS-Projekt ist eng verbunden mit der BIAS-Initiative (Bioenergie Wirkungsanalyse), einer zweiten Säule der FAO-Arbeit im Bereich Bioenergie. BIAS wird die Umweltauswirkungen der Bioenergienutzung analysieren und in den Sektor integrieren.

4.2 Reduzierung von Nutzungskonkurrenzen

Der wachsenden Konkurrenz um Biomasse und um Flächen, auf denen Biomasse erzeugt werden kann, muss insbesondere durch folgende Maßnahmen, die teilweise bereits ergriffen wurden, entgegengewirkt werden:



a) Landwirtschaftliche Flächenenerträge steigern

- Um auf den vorhandenen landwirtschaftlichen Nutzflächen die Biomasseerträge nachhaltig zu steigern, fördert die Bundesregierung die Entwicklung und Optimierung regional angepasster Anbaukonzepte für Energiepflanzen.
- Die Züchtung von Pflanzen mit hohen Energieerträgen pro Flächeneinheit bei gleichzeitig niedrigen Aufwendungen für Düngung- und Pflanzenschutz gewinnt zunehmend an Bedeutung. Hierfür wird die Bundesregierung Forschungsmittel auf hohem Niveau zur Verfügung stellen.
- Weitere Optimierung der landwirtschaftlichen Erzeugung.

b) Reststoffe und Nebenprodukte, die nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelerzeugung oder sonstigen stofflichen Nutzung stehen, erschließen

- Stroh durch Forschung, Entwicklung und Demonstration verstärkt nutzbar machen (Bundesregierung fördert bereits entsprechende Projekte).
- Gülle und ungenutzte Bioabfälle (inklusive Landschaftspflegematerial) durch Anreize im EEG verstärkt nutzen (Einführung des Güllebonus, des Landschaftspflegebonus und Anhebung der Grundvergütung für Anlagen bis 150 kW im EEG 2009).

c) Holzpotenziale erschließen

- Prüfung einer intensiveren Nutzung nachhaltig verfügbarer Rohholzpotenziale.
- Vereinfachung der gemeinsamen Holzvermarktung durch forstwirtschaftliche Zu-

sammenschlüsse im Rahmen der angestrebten Änderung des Bundeswaldgesetzes sowie Effizienzsteigerung der Vermarktungsaktivitäten forstwirtschaftlicher Zusammenschlüsse durch die 2007 in der Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes (GAK)“ eingeführte Mobilisierungsprämie.

- Durchführung von Fortbildungs- und Schulungsmaßnahmen zur weiteren Professionalisierung von Führungskräften in forstlichen Zusammenschlüssen.

Bei der Mobilisierung der Holzreserven ist den Anforderungen des Bodenschutzes sowie des Naturschutzes (hinreichender Totholzanteil, Schutz von Lebensräumen gefährdeter Arten, Erhalt der Biodiversität) angemessen Rechnung zu tragen.

d) Anlage von Kurzumtriebsplantagen erleichtern

- Herausnahme von Kurzumtriebsplantagen auf landwirtschaftlichen Flächen aus dem Waldbegriff im Rahmen einer Novellierung des Bundeswaldgesetzes. Damit würde sichergestellt, dass diese Flächen aus rechtlicher Sicht landwirtschaftliche Flächen bleiben.
- Verstärkte Nutzung der vorhandenen Fördermöglichkeiten für die Anlage von Kurzumtriebsplantagen auf landwirtschaftlichen Flächen im Rahmen der GAK.
- Förderung von Forschung und Entwicklung.

e) Effizienz der Biomassenutzung verbessern

- Verbesserung der Konversionsverfahren von Biomasse in Energie durch Forschung, Entwicklung und Demonstration, insbesondere bei solchen Verfahren, die die ganze Pflanze nutzen.
- Unterstützung von Nutzungskaskaden durch Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration sowie durch geeignete rechtliche Rahmenbedingungen.
- Unterstützung der Koppelnutzung, bei der der Rohstoff in allen seinen Komponenten verwertet wird, durch Forschung, Entwicklung und Demonstration, z. B. zum Konzept der Bioraffinerie.
- Verbesserung der Anreize zur Kraft-Wärme-Kopplung bei der Biomasseverstromung im EEG. Hierzu ist bereits der KWK-Bonus im EEG 2009 erhöht worden.

f) Handelsrechtliche Regelungen beim Import von Bioenergieträgern überprüfen

- Bioethanol und Biodiesel unterliegen unterschiedlichen Importzöllen. Die Zollsätze werden im Rahmen der laufenden WTO-Runde überprüft.
- Die Bundesregierung setzt sich für die Schaffung eines kohärenten Zollsystems ein, das Biokraftstoffe, anders als bislang, nach einer einheitlichen Nomenklatur erfasst.

- Biokraftstoffe, die bereits im Ausland gefördert wurden und für die keine Ausgleichs- oder Antidumpingzölle erhoben wurden, sollen künftig von der Anrechnung auf Quoten und Steuervergünstigungen ausgenommen werden.
- Schaffung international anerkannter Mindeststandards (ISO) für die Qualität von Biokraftstoffen.

g) Märkte beobachten

Steigende Energiepreise und eine signifikante Zunahme der energetischen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen verstärken die Kopplung von Energie- und Nahrungsmittelmärkten. Krisen im Energiesektor und hiermit einhergehend in kurzer Zeit stark steigende Preise (z. B. für Rohöl oder Erdgas) können damit auch auf die Nahrungsmittelpreise durchschlagen. Der Zusammenhang zwischen Landnutzung, Nahrungsmittel- und Energierohstoffmärkten muss daher beobachtet werden. In der EE-RL ist eine Dokumentationspflicht für die Erzeugung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen einerseits und der Verfügbarkeit von Nahrungsmitteln andererseits vorgesehen, die in den EU-Mitgliedstaaten von den Wirtschaftsbeteiligten umzusetzen ist.



4.3 Wärme aus Biomasse

a) Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und Marktanreizprogramm

Am 1.1.2009 ist das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) in Kraft getreten. Darin wird für Neubauvorhaben eine Pflicht zur anteiligen Nutzung von erneuerbaren Energien zur Deckung des Wärmebedarfs eingeführt. Neben solarer Strahlungsenergie und Umweltwärme können auch Bioenergie und Geothermie zum Einsatz kommen. Die Bioenergie gilt nur dann als Pflichterfüllung des EEWärmeG, wenn sie in besonders effizienter Technik eingesetzt wird (z. B. flüssige Biomasse mit Brennwertnutzung, gasförmige Biomasse im KWK-Betrieb). Ersatzweise kann die Pflicht zur Nutzung von erneuerbaren Energien auch durch die Nutzung von KWK und Energieeinsparmaßnahmen erfüllt werden. Ferner kann die Pflicht auch durch eine Wärmeversorgung über ein Wärmenetz erfüllt werden, wenn das Netz durch eine KWK-Anlage oder anteilig durch erneuerbare Energien gespeist wird.

Für das Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien im Wärmebereich (MAP) der Bundesregierung standen in 2008 bis zu 350 Mio. € bereit. In den Jahren 2009 bis 2012 wird die Förderung des Bundes bedarfsgerecht auf bis zu 500 Mio. € aufgestockt. Förderschwerpunkt sind Investitionen im Gebäudebestand, die dazu beitragen, den Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Wärmeversorgung zu erhöhen.

Aber auch im Neubaubereich sollen über die Nutzungspflicht des Wärmegesetzes hinausgehende Maßnahmen gefördert werden. Seit 2008 werden auch große Wärmespeicher und Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität sowie Nahwärmenetze, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, und Biogasleitungen gefördert. Besonders innovative Technologien, wie große solarthermische Anlagen und große, emissionsarme Biomasseanlagen finden verstärkte Berücksichtigung. Die jeweils geltende Förderrichtlinie wird kontinuierlich den Marktgegebenheiten angepasst und ist nicht befristet.

b) Förderung im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes (GAK)“

Bei der Erzeugung von Strom im Rahmen der Biomassenutzung fällt in erheblichem Maße Wärme an, die bislang oft nur unzureichend genutzt wird. Um die Energieausbeute bei der Nutzung von Biomasse zu optimieren, ist es häufig sinnvoll, diese Wärme oder das Biogas selbst an den Ort der Wärmenutzung zu transportieren. Deshalb kommt der Förderung von Nahwärme- und Biogasleitungen eine große Bedeutung zu.

Seit 2008 werden daher Investitionen in derartige Leitungssysteme im Rahmen des Gesetzes über die Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes“ von Bund und Länder, speziell im Bereich der Integrierten ländlichen Entwicklung (ILE), gefördert. Der Bund beteiligt sich in der GAK mit 60 % an der Finanzierung solcher Maßnahmen. Für die Beantragung und Abwicklung der Fördermaßnahmen sind die Länder zuständig. Soweit die GAK-Maßnahmen der Umsetzung der Förderpolitik zur Entwicklung des ländlichen Raums nach der ELER-Verordnung dienen, ist eine Kofinanzierung der Bundes- und Landesmittel durch Gelder der Europäischen Kommission im Rahmen der ELER-Verordnung möglich. Im Rahmen der GAK ist auch eine Bioenergieberatung möglich, über deren Ausweitung derzeit beraten wird.

c) Emissionen begrenzen

Um die Belastung mit Schadstoffemissionen bei einem Ausbau der Wärmeerzeugung aus Biomasse zu begrenzen und zu reduzieren, sollen Emissionsstandards für kleine Feuerungsanlagen im Rahmen der geplanten Novellierung der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BImSchV) stufenweise verschärft und der Stand der Technik der Anlagen verbessert werden, was auch eine breitere Markteinführung neuer Technologien begünstigt. Zudem soll im Rahmen dieser Novelle der Einsatz von Energiegetreide als Regelbrennstoff in kleinen Feuerungsanlagen ermöglicht werden.

Durch Forschungsförderung werden Biomassefeuerungsanlagen hinsichtlich der Reduzierung der Schadstoffemissionen (aber auch hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Bedienkomfort) weiter verbessert.

d) Brennstoff- und Prüfnormen entwickeln

Für biogene Brennstoffe werden Brennstoff- und Prüfnormen entwickelt, die Voraussetzung für eine gezielte Optimierung

- der Brennstoff-Aufbereitungsprozesse wie auch
- der Kessel im Kleinanlagenbereich

sind.

Es wird ein europäisch abgestimmtes Vorgehen angestrebt.

4.4 Strom aus Biomasse

a) Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)

Die Neufassung des EEG, die am 1. Januar 2009 in Kraft getreten ist, sieht zahlreiche Veränderungen im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse vor. Damit wurde auf die aktuelle Marktentwicklung und Kostensituation für Rohstoffe reagiert. Die wichtigsten Neuregelungen betreffen Anreize zu mehr Energieeffizienz und zum verstärkten Einsatz biogener Rest- und Abfallstoffe. Der so genannte KWK-Bonus wurde deutlich erhöht und gleichzeitig wurden anspruchsvolle Anforderungen für die Nutzung der bei der Stromproduktion anfallenden Wärme eingeführt. Im Leistungsbereich über 5 Megawatt besteht für Neuanlagen nur noch für Stromproduktion in KWK ein Anspruch auf EEG-Vergütung. Dadurch wird zukünftig noch mehr Strom aus Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden und ein höherer Beitrag der eingesetzten Biomasse für Klimaschutz und Ressourcenschonung realisiert. Der Einsatz von landwirtschaftlichen Reststoffen in Biogasanlagen wird erleichtert, zukünftig können ausgewählte pflanzliche Nebenprodukte gemeinsam mit landwirtschaftlich erzeugten nachwachsenden Rohstoffen eingesetzt werden. Damit wird die Nutzungskonkurrenz zwischen Agrarrohstoffen für die energetische Nutzung und für die Futter- und Nahrungsmittelerzeugung entschärft und

die Flexibilität der Anlagenbetreiber erhöht. Besonders positiv ist die Klimabilanz bei der Biogaserzeugung aus Gülle. Da bislang noch viel zu wenig der in Deutschland anfallenden Gülle in Biogasanlagen verstromt wird, wurde mit dem so genannten „Güllebonus“ ein besonderer Anreiz zum Gülleeinsatz gesetzt. Weiterer neuer Anreiz zur Reststoffnutzung ist die Gewährung des Technologiebonus für die Vergärung von Bioabfällen in Kombination mit einer anschließenden Kompostierung der Gärreste. Auf diese Weise kann die energetische und stoffliche Nutzung von Bioabfällen sinnvoll kombiniert werden. Das EEG 2009 enthält eine Verordnungsermächtigung an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Nachhaltigkeitsanforderungen an die Herstellung der eingesetzten Biomasse und an die bei der Stromerzeugung erreichte Treibhausgasminderung zu regeln. Nach Erlass dieser Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung besteht nur noch Anspruch auf die EEG-Vergütung, wenn diese Anforderungen nachweislich eingehalten werden.

b) Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz erleichtert

Die Verbesserung der Möglichkeiten, aufbereitetes Biogas (Biomethan) in Erdgasnetze einzuspeisen, ist erforderlich, um weitere effiziente Nutzungsmöglichkeiten zu erschließen. Biomethan kann dann über die Erdgasnetze an den Ort des Wärme- oder Kraftstoffbedarfs transportiert und sinnvoll in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und im Transportsektor genutzt werden. Hierzu sind die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) angepasst worden. Die Änderungen dieser Verordnungen sind am 12. April 2008 in Kraft getreten. Wesentliche Änderungen betreffen:

- die Festlegung des Ziels, im Jahre 2020 6 % und im Jahre 2030 10 % des Erdgasbedarfs in Deutschland mit Biomethan zu decken,
- die Optimierung der Gasnetzzugangsregeln für Biomethan (Verpflichtung der Gasnetzbetreiber zum vorrangigen An-

schluss sowie zur vorrangigen Einspeisung und zum vorrangigen Transport),

- die Erhöhung der Transparenz bei den Modalitäten zum Netzanschluss,
- die Festlegung einer Pauschale für vermiedene Netznutzungsentgelte und
- den Abbau von Hemmnissen bei der Biomethaneinspeisung über Sonderregelungen in der Gasnetzzugangsverordnung und der Gasnetzentgeltverordnung sowie über Anpassungen der Anreizregulierungsverordnung (z. B. Qualitätsstandards einheitlich festgelegt, Bilanzierungszeiträume verlängert, Flexibilitätsrahmen erweitert, Sonderkonditionen festgelegt).

c) **Forschung im Sinne der Hightech-Strategie fördern**

- Steigerung der Effizienz und Senkung der Kosten durch verbesserte Verfahren.
- Weiterentwicklung von Vergasungsverfahren mit dem Ziel, auch lignozellulosehaltige Biomassen im mittleren Leistungsbereich effizient nutzen zu können.
- Neue effiziente Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplungstechniken, die für die Biomassenutzung geeignet sind, sollen erforscht werden. Auch bestehende Ansätze für innovative Technologien bieten erhebliche Entwicklungspotenziale.

4.5 Biokraftstoffe

Bereits 2004 hat die Bundesregierung eine Kraftstoffstrategie mit dem Zeithorizont 2020 erarbeitet. Sie verfolgt einen doppelten Ansatz: Durch Innovationsförderung die Energieeffizienz herkömmlicher Antriebstechnologien zu erhöhen und gleichzeitig die Energiebasis des Verkehrs langfristig auf ein breiteres Fundament zu stellen. Biokraftstoffe spielen dabei eine wichtige Rolle. Die Kraftstoffstrategie wird kontinuierlich auch im Bereich der Förderung und Entwicklung von Biokraftstoffen weiterentwickelt. Bei ihrer Umsetzung sind bereits wesentliche Weichen gestellt worden, u. a. durch die Einführung einer Mindestquote für biogene Kraftstoffe.

Die Bundesregierung hat am 22. Oktober 2008 einen Entwurf für ein Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen vorgelegt. Mit dem Gesetzentwurf sollen die geltenden Regelungen im Bundes-Immissionsschutzgesetz zur Biokraftstoffquote sowie im Energiesteuergesetz zur steuerlichen Förderung der Biokraftstoffe angepasst werden.

a) **EU-Kraftstoff- und Biokraftstoffrichtlinie umsetzen**

- Im Dezember 2008 wurde eine politische Einigung im Trilog zwischen Europäischem Parlament, Europäischem Rat und Europäischer Kommission zur Kraftstoff- sowie zur EE-RL erzielt. Diese Regelungen werden die weiteren politischen Rahmenbedingungen, insbesondere auch zur Nachhaltigkeitsverordnung, entscheidend bestimmen und müssen von den Mitgliedstaaten umgesetzt werden.

b) **Kraftstoffnormen anpassen**

- Die novellierte 10. BImSchV lässt beim Dieselmotorkraftstoff derzeit eine Beimischung bis zu 7 Vol % Biodiesel (B7) und beim Ottomotorkraftstoff bis zu 5 Vol % Bioethanol (E5) zu. Im Rahmen der Umsetzung der EU-Kraftstoffrichtlinie ist die Zulassung einer Ottomotorkraftstoffsorte mit bis zu 10 Vol % Bioethanol (E10) erforderlich. Die Verfügbarkeit der Bestandsschutzsorte E5 ist dabei europaweit sicherzustellen. Sobald eine nationale E10-Norm sowie Verträglichkeitserklärungen der Automobilhersteller vorliegen, wird die Bundesregierung über die Einbeziehung von E10 in die 10. BImSchV neu entscheiden.

c) **Weiterer Ausbau der Nutzung von Biokraftstoffen und Effizienzsteigerung**

- Durch Forschung zur Nutzung der Biokraftstoffe der ersten Generation soll die Verwendung von Biokraftstoffen erleichtert werden, z. B. durch Untersuchungen über die Verträglichkeit von modernen Motoren mit höheren Biokraftstoffgemischanteilen sowie des Emissionsverhaltens der Motoren.

- Im Rahmen der regelmäßigen Berichterstattung zum Energiesteuergesetz über die Markteinführung der Biokraftstoffe und die Entwicklung der Preise für Biomasse und Rohöl ist zu prüfen, ob im Falle einer Überkompensation eine Anpassung der Steuersätze für Biokraftstoffe angezeigt ist.

d) Stärkere Förderung der Biokraftstoffe der zweiten Generation

- Durch Projekte zur Herstellung von u. a. synthetischen Kraftstoffen aus Biomasse mit unterschiedlichen Verfahren sind Wege zur Herstellung von Kraftstoffen der zweiten Generation im Pilot-, aber auch im Industriemaßstab zu erproben. Diese sollen helfen, Technologien zu bewerten und offene Fragen zur ökologischen und ökonomischen Bewertung zu klären.

e) Ausrichtung der Förderung auf Netto-Beitrag zum Klimaschutz

- Zur Verminderung der Treibhausgase sollen Biokraftstoffe entsprechend der EU-Richtlinie künftig nur noch dann quoten- oder steuerrechtlich gefördert werden, wenn ihre Treibhausgasminderung gegenüber fossilen Kraftstoffen
 - a) für Neuanlagen mindestens 35 % (gilt für Bestandsanlagen, die bis zum Januar 2008 in Betrieb waren erst ab April 2013),
 - b) mindestens 50 % ab 2017, sowie
 - c) mindestens 60 % für Anlagen, die ab 2017 in Betrieb gehen, beträgt.
- Anstelle eines festen energetischen Anteils soll die Anrechnung der Biokraftstoffe im Rahmen der Quote ab 2015 von ihrem jeweiligen Nettobeitrag zur Treibhausgas-Minderung abhängig gemacht werden, mit der Folge, dass Biokraftstoffe mit einer guten Treibhausgas-Bilanz im Rahmen der Quotenregelung einen höheren Anrechnungsfaktor erhalten und dadurch gegenüber anderen Biokraftstoffen begünstigt werden.

f) Biomethan als Kraftstoff fördern

- Die Anrechnung von Biomethan auf die Ottokraftstoff- und die Gesamtquote soll nach dem Entwurf für ein Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen künftig möglich sein.
- Einsatzmöglichkeiten von Biomethan im Verkehrsbereich sollen verstärkt gefördert werden. Hierdurch sollen auch neue Impulse bei der Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans gewonnen werden.
- Die Voraussetzungen für die Einspeisung von Biomethan werden durch die unter 4.4 skizzierte Biogaseinspeiseregelung verbessert.

g) Hydrieren von Pflanzenölen

- Um die Einhaltung der Biokraftstoffquote zu erleichtern, ist geplant, ab 2010 die Anrechnung von biogenen Ölen, die gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen in einem raffinerietechnischen Verfahren hydriert werden, auf die Erfüllung der Biokraftstoffquote zuzulassen. Die dabei entstehenden Kraftstoffe sind sehr hochwertig. Die Anrechnung der hydrierten Öle erfolgt unter der Voraussetzung, dass Anbau und Nutzung der pflanzlichen Öle nachhaltig erfolgt und ein Mindestanteil von 7 Vol % Biodiesel – bezogen auf die Gesamtmenge Dieselmotorkraftstoffs zuzüglich der Biokraftstoffe – in Verkehr gebracht wurde. Der Anteil der hydrierten biogenen Öle soll dabei auf 3 Vol % begrenzt werden.

4.6 Sonstige Maßnahmen

a) Forschung, Entwicklung und Demonstrationsvorhaben ausbauen

- Für die optimale Nutzung der Bioenergie besteht noch erheblicher Forschungsbedarf. Daher sollen die Potenziale neuer Forschungsansätze für die nachhaltige Erzeugung pflanzlicher Biomasse im Sinne der Hightech-Strategie der Bundesregierung erschlossen werden, indem Kompetenzen aus Wissenschaft und Wirtschaft gebündelt und auf gemeinsame strategische Ziele ausgerichtet werden. Forschungsbedarf besteht bei der Nutzung neuester methodischer Entwicklungen, insbeson-



dere auf den Gebieten der Pflanzenzüchtung, der Biotechnologie und der Konversion von Biomasse. Damit soll eine massive Effizienzsteigerung bei der Erzeugung und Nutzung landwirtschaftlicher Rohstoffe erreicht werden, die notwendig ist, um den Anteil der Energie aus heimischer Biomasse substanziell sowie international wettbewerbsfähig zu erhöhen.

- Die Bundesregierung hat im Februar 2008 das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) eingerichtet, das zu einer herausragenden Forschungsinstitution im Bereich der Bioenergie ausgebaut werden soll. Dies erfolgt in Vernetzung mit der öffentlichen Forschung im Agrar-, Forst-, Energie- und Umweltbereich, u.a. mit der BMELV-Ressortforschung, mit den Forschungszentren der Helmholtz-Gemeinschaft, den Landesforschungseinrichtungen, Hochschulen wie auch anderen deutschen, europäischen und internationalen Institutionen im Bereich der Biomasseforschung. Das DBFZ hat die Aufgabe, anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung im Bereich der energetischen Nutzung land- und forstwirtschaftlicher Biomasse zu betreiben und soll dort eine koordinierende Rolle übernehmen. Die Forschungsaktivitäten werden die Konditionierung bis hin zur Umwandlung in Strom, Wärme und Kraftstoffe umfassen. Dem DBFZ stehen eine Grundfinanzierung in Höhe von ca.

4 Mio. € durch das BMELV und zusätzliche Projekt- und Kooperationsmittel anderer Ressorts zur Verfügung.

- Die Bundesregierung setzt die Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben auf hohem Niveau fort.

b) Förderung im Rahmen der Klimaschutzinitiative

Seit Beginn des Jahres 2008 stehen aus dem Verkauf von Emissionshandelszertifikaten Mittel für eine Klimaschutzinitiative zur Verfügung. 2008 waren es 400 Mio. €. Die Klimaschutzinitiative besteht aus einem nationalen Teil und einem internationalen Teil. Ziel ist es, die vorhandenen großen Potenziale zur Emissionsminderung kostengünstig und in der Breite zu erschließen sowie innovative Modellprojekte voranzubringen. Konkret werden Klimaschutzmaßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien sowie zur Optimierung der energetischen Biomassenutzung bei der Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen aus Biomasse gefördert. Gegenstand der Förderung sind im Wesentlichen Projekte oder Anlagen in den Themenbereichen biogene Reststoffe, Systemstudien und internationale Kooperationsvorhaben, Biomasse-Vergasungstechnologien, Import von Biomethan und Nachhaltigkeit von Bioenergieträgern.

c) Internationale Arbeiten fortsetzen

Die Bundesregierung arbeitet aktiv in internationalen Institutionen und Gremien mit, beispielhaft sei hier die Internationale Energieagentur in Paris genannt. Sie unterstützt ferner die Aktivitäten der 2005 ins Leben gerufenen G8-Initiative „Global Bioenergy Partnership“ (GBEP). Diese Initiative stellt derzeit den größten internationalen organisatorischen Zusammenschluss einzelner Staaten dar, der sich u. a. der Nachhaltigkeit der Bioenergienutzung widmet. GBEP eröffnet die Chance, international gültige Kriterien zur nachhaltigen Nutzung von Bioenergie zu etablieren. Darüber hinaus sollten zwischenstaatliche Abkommen gefördert werden, um sicherzustellen, dass Biomasse nachhaltig produziert wird.

Die große Bedeutung der Bioenergie weltweit wird zudem in der neu gegründeten Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) adäquate Berücksichtigung finden. Der Ausbau der Bioenergie weltweit sollte durch die IRENA durch geeignete Maßnahmen intensiv unterstützt werden.

**d) Öffentlichkeit aufklären und Akteure vernetzen**

- Bioenergienutzung berührt viele Akteure des gesellschaftlichen Lebens. Deshalb muss die Information von Biomasseproduzenten, von Industrie und Handwerk sowie von Verbrauchern und sonstigen interessierten Stellen intensiviert werden.
- Im Rahmen des 2008 gestarteten Wettbewerbs „Bioenergie-Regionen“ wurden 25 Modellregionen ausgewählt, in denen demonstriert werden soll, wie Bioenergie unter Einbeziehung der Öffentlichkeit und Vernetzung der beteiligten Akteure beispielhaft ausgebaut werden kann. Mit dem Anstoß für nachhaltige Bioenergie-Strukturen soll der Aufbau von lokal angepassten Bioenergieprojekten, wie z. B. der Einsatz von Biomasse in dezentralen Heiz(kraft)werken in Verbindung mit Nahwärmenetzen, unterstützt werden.
- Aufbau dauerhafter von der Wirtschaft getragener Netzwerke unter Beteiligung von Nichtregierungsorganisationen.



e) Wirtschaft unterstützen

- Die Entwicklung moderner Verfahren und Technologien zur effizienten und umweltschonenden Nutzung der Bioenergie ist Voraussetzung für eine Erhöhung des Anteils der Bioenergie an der deutschen Energieversorgung. Die Bundesregierung fördert im Sinne der Hightech-Strategie daher zahlreiche Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Themengebiet nachwachsende Rohstoffe, die die Kräfte aus Wirtschaft und Wissenschaft bündeln. Andererseits ist es Aufgabe der Wirtschaft, eigene Forschungs- und Entwicklungsarbeiten voran zu treiben und innovative Projekte zur Markterschließung zu kreieren. Staatliche Hilfen können hier nur unterstützend wirken.
- Die Bundesregierung unterstützt die Exportmöglichkeiten der Wirtschaft, z. B. durch die Exportinitiative „Erneuerbare Energien“ sowie die Exportinitiative „Energieeffizienz“.

f) Entwicklungsländer unterstützen

- Beratung von Partnerländern im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit bei der Entwicklung und Umsetzung von Strategien zur nachhaltigen Biomasseproduktion.

- Unterstützung durch Demonstrationsvorhaben.
- Unterstützung bei der Entwicklung und Implementierung von Standards und Zertifizierungssystemen.
- Unterstützung bei der Erarbeitung von großräumigen Flächennutzungskonzepten.
- Beratung bei der Umsetzung von Instrumenten, anhand derer der Schutzwert von Flächen definiert werden kann.
- Beratung bei Entwicklung und Verbreitung dezentraler/lokaler Energieversorgung mit Bioenergie.
- Beratung hinsichtlich der Auswirkungen der Bioenergieproduktion auf die Ernährungslage in Entwicklungsländern und Unterstützung bei der Verbindung nationaler Biomassestrategien zur Ernährungssicherung und Armutsbekämpfung.
- Transfer von Wissen und Technologie, z. B. durch die Ausbildung von Fachkräften der Entwicklungsländer an deutschen Hochschulen oder durch Qualifizierungsangebote der Wirtschaft (Aus- und Weiterbildung) für den Einsatz in ihren Ländern und durch gemeinsame Forschungs- und Entwicklungsprojekte.
- Verstärkung der landwirtschaftlichen Ausbildung und Beratung vor Ort in Zusammenarbeit mit Nichtregierungsorganisationen.



5. Fazit und Ausblick



Bioenergie deckt heute schon knapp 5 % des deutschen Primärenergiebedarfs. Verbunden damit sind eine Schonung fossiler Ressourcen, ein signifikanter Beitrag zum Klimaschutz und die Schaffung von Wertschöpfung und Arbeitsplätzen in erheblichem Umfang. Um die Zielvorgaben des Maßnahmenpaketes der EU vom April 2009 und des Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung vom August 2007 umzusetzen, soll dieser Anteil bis zum Jahr 2020 deutlich erhöht werden.

Wichtige Maßnahmen zum Ausbau der Bioenergienutzung in Deutschland wurden mit dem vom Kabinett am 5. Dezember 2007 beschlossenen Maßnahmenpaket im Rahmen des Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung bereits umgesetzt. Zentrale Regelungen sind dabei das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), die Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), die getroffenen Sonderregelungen innerhalb der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV, GasNEV, ARegVO) sowie der Entwurf der Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnung (BioNachV). Damit ist jedoch nur ein Teil des Handlungsbedarfs beschrieben. Der Biomasseaktionsplan zeigt auf, welche Strategien verfolgt werden sollten, um den Ausbau der Bioenergie effizient und nachhaltig zu betreiben und welche konkreten Maßnahmen darüber hinaus zu ergreifen sind. Dabei sind folgende Aspekte besonders hervorzuheben:

Die heimische Land-, Forst- und Abfallwirtschaft besitzt noch erhebliche Potenziale zur Steigerung der Bioenergieproduktion. Um diese Potenziale erschließen zu können, sind große Anstrengungen und ein Mitwirken verschiedenster Akteure notwendig. Insbesondere muss die Verfügbarkeit marktreifer Technologien erhöht werden und die Infrastruktur geschaffen werden, um diese Technologien in der breiten Praxis nutzen zu können. Auch wenn die inländisch erzeugbare Biomasse theoretisch den in den Ausbauszenarien bestimmten Biomassebedarf abdecken kann, so ist schon heute abzusehen, dass sich der Bioenergiemarkt aus Gründen der Verfügbarkeit und aus Gründen lokaler Standortvorteile zunehmend internationalisiert und Deutschland einen zunehmenden Anteil der Bioenergieträger importieren wird. Daher müssen auch globale Aspekte wie die weltweiten Potenziale und die Auswirkungen einer intensivierten Bioenergienutzung in den heutigen oder zukünftigen Exportstaaten für Bioenergieträger berücksichtigt werden. Mit den vorhandenen Ressourcen muss verantwortungsvoll umgegangen werden, damit sie langfristig zur Verfügung stehen und ihre Nutzung nicht in Konflikt mit anderen politischen Zielen, z. B. des Umwelt- und Naturschutzes und der Ernährungssicherung, gerät.

Der Ausbau der Bioenergienutzung wird die Konkurrenz um Flächen und um bestimmte Rohstoffe verstärken. Der Aktionsplan umfasst



ein ganzes Bündel an im nächsten Schritt weiter zu konkretisierenden Maßnahmen, das darauf abzielt, Nutzungskonkurrenzen zu vermeiden oder zumindest zu minimieren.

Genauso wichtig ist es, die gesamte Vielfalt der gesellschaftlichen Ansprüche im Auge zu haben und Rücksicht auf berechnete Interessen zu nehmen. Akzeptanz für den Ausbau der Bioenergienutzung kann nur erreicht werden, wenn es gelingt, die komplexen Zusammenhänge zu vermitteln und die Bevölkerung einzubinden. Eine geeignete Öffentlichkeitsarbeit und Beratung sind deshalb von hoher Priorität. Ein wesentliches Element sollen dabei Modellprojekte sein, in deren Rahmen die Bevölkerung vor Ort in konkrete Projekte eingebunden wird.

Inwieweit der Ausbau der Biomassenutzung gelingen wird, wird ganz entscheidend von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z. B. der Energiepreisentwicklung, Lage auf den Märkten für Nahrungs- und Futtermittel), vom technischen Fortschritt und der Innovationskraft unserer Wirtschaft abhängen. Die Bundesregierung kann mit den ihr zur Verfügung stehenden Instrumenten nur Rahmenbedingungen vorgeben und Anreize geben. Fakt ist, dass die Bioenergie auch in absehbarer Zukunft in vielen Fällen noch nicht wettbewerbsfähig sein dürfte. Daher ist eine Förderung weiterhin notwendig.

Von besonderem Interesse ist, dass bei der Förderung der Biomassenutzung alle Sektoren, also die Wärme-, Strom- und Kraftstoffproduktion, adäquat berücksichtigt und Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden. In hohem Maße werden jedoch die Märkte selbst bestimmen, welche Nutzungspfade und Technologien sich durchsetzen. Trotz der naturgemäß nur begrenzt zur Verfügung stehenden Biomasse soll derzeit keine Fokussierung der Förderung auf einen Sektor stattfinden, da der Ausbau aller drei Sektoren technologisch und wirtschaftlich die größten Chancen einer erfolgreichen Realisierung aller gesetzten Ziele bietet. Die Vielfalt der Technologien und Märkte stellt hierzu die notwendige Basis dar, dennoch soll darauf geachtet werden, dass die effizientesten Nutzungswege der Biomasse durch den Markt genutzt werden.

Langfristig muss die Verwertung von Biomasse hinsichtlich ihres Treibhausgas-Minderungspotenzials und ihrer Energieeffizienz optimiert werden. Der Aktionsplan enthält dazu Maßnahmen, die eine Entwicklung in diese Richtung einleiten und die Förderung konsequenter auf dieses einheitliche Ziel ausrichten. Dazu gehören die Förderung einer verstärkten Wärmenutzung und die Bemessung der Förderung von Biokraftstoffen gemäß ihres Netto-Beitrages zum Klimaschutz.

Forschung, Entwicklung und Demonstration sind zentral für den Ausbau der Biomassenutzung. Die Bundesregierung hat auch hier ihre Anstrengungen massiv verstärkt. Damit sollen die Technologieentwicklung vorangebracht und die Nutzungsoptionen erweitert werden. Die Forschung soll aber auch das Wissen um die Umweltwirkungen der Biomassenutzung erweitern, um z. B. Treibhausgasminderungspotenziale genauer als bisher berechnen zu können und gezielter zu nutzen.

Der Ausbau der Bioenergienutzung kann nur dann ein Erfolg werden, wenn die Erzeugung nachhaltig erfolgt. Der Rechtsrahmen hierfür in der EU und in Deutschland befindet sich in der Entwicklung, auf internationaler Ebene stehen die Bemühungen noch am Anfang. Dringend notwendig ist daher die Entwicklung internationaler Standards und Zertifizierungssysteme, damit auch die international gehandelte Bioenergie nachhaltig produziert wird. Die Bundesregierung setzt sich dafür in

den relevanten internationalen Gremien ein. Gleichzeitig beabsichtigt die Bundesregierung, Entwicklungsländer bei der Entwicklung eigener Biomassestrategien zu unterstützen. Die Chancen, die die Produktion von Bioenergie in diesen Ländern im Hinblick auf ihre allgemeine wirtschaftliche Entwicklung und Armutsbekämpfung bietet, sollen genutzt werden, ohne dass die Bioenergieproduktion die Sicherung der Ernährung in diesen Ländern beeinträchtigt. Hierzu sind Maßnahmen der Entwicklungshilfe und des Technologietransfers vorgesehen.

Der Ausbau der Bioenergie, wie er in diesem Aktionsplan beschrieben ist, ist im Kontext des Ausbaus sämtlicher erneuerbaren Energien zu sehen und muss Hand in Hand gehen mit massiven Anstrengungen zur Senkung des Energieverbrauchs und zur Verbesserung der Energieeffizienz. Es ist vorgesehen, dass der Biomasseaktionsplan in den Aktionsplan „Erneuerbare Energien“ einfließt, den die Bundesregierung gemäß der EE-RL bis Juni 2010 vorlegen muss.

Bildnachweis:

Brigitte Hiss/BMU (Titel); Frank Ossenbrink (4); Thomas Stephan/BLE (4); DigitalVision (6); Matthias Lüdecke (7); BMELV (8); BMELV (9); blickwinkel/MCPHOTO; BMELV (11); Bernd Müller/BMU (12); BMELV (13); Bernd Müller/BMU (14); dpa/Picture-Alliance (15); Lineair/Das Fotoarchiv (17); Roland Hottas (18); die bildstelle/MCPHOTO (19); DigitalVision (20); dpa/Picture-Alliance (15); Anja Kessler/Das Fotoarchiv (26 li.); Herbert Scholz/Keystone (26 re.); Stefan Kiefer (27 li.); Michael Reichel/air (27 re.); Ulrich Baumgarten/vario images (28); Holger Spiering/Westend61 (29)

Impressum

Herausgeber:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
11055 Berlin
Internet: www.bmu.de

Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV)
11055 Berlin
Internet: www.bmelv.de

Redaktion:

BMU, Referat KI III 2, BMELV Referat N2

Design:

design_idee, buero_fuer_gestaltung, Erfurt

Stand:

September 2010

Druck:

BMELV

Der Wärmemarkt – Analysen und Potenziale erneuerbarer Energiequellen

Helmut Böhnisch
ZSW
helmut.boehnisch@zsw-bw.de

Dr. Wolfram Krewitt
DLR
wolfram.krewitt@dlr.de

Dr. Frithjof Staß
ZSW
frithjof.staass@zsw-bw.de

Derzeitige Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt

Erneuerbare Energien decken heute etwa 4,2 % des Endenergieverbrauchs für Wärme und vermeiden dadurch CO₂-Emissionen in der Größenordnung von 15 Mio. t jährlich [1]. Über 80 % davon entfallen auf die Nutzung fester Biomasse und hier überwiegend auf Brennholz. Die Anwendung moderner Biomassefeuerungen wie Pelletheizungen, Scheitholzvergaserkessel und Hackschnitzelheizungen und -heizwerke sowie die thermische Nutzung von Sonnenenergie¹ und Geothermie hat in den vergangenen Jahren erhebliche Fortschritte gemacht und dazu beigetragen, dass der Anteil erneuerbarer Energien im Wärmemarkt seit 2000 ansteigt.

Über die Hälfte des gegenwärtigen Wärmebedarfes² könnte mit erneuerbaren Energien gedeckt werden gemessen an den enormen Potenzialen, sind die Ausschöpfungsraten allerdings noch sehr gering. Zu etwa 30 % erschlossen ist lediglich Biomasse, wobei Potenzialangaben hier auch die konkurrierende Nutzung für den Strom- und Kraftstoffmarkt einbeziehen müssen³. Die Potenziale der Solarthermie und Geothermie sind bislang noch nicht einmal zu einem Prozent ausgeschöpft (Abb. 1).

¹ Ende 2004: 6,2 Mio. m² Kollektorfläche

² Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme

³ Das angegebene Potenzial für die energetische Nutzung von Biomasse von 320 TWh einschließlich Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen basiert auf einem Energiepflanzenanbau auf 4,2 Mio. ha und einer Strombereitstellung von 60 TWh sowie ebenfalls 60 TWh in Form von Biokraftstoffen (entspricht etwa 8 % des derzeitigen Kraftstoffverbrauchs).

Ausbauszenarien für erneuerbare Energien im Wärmemarkt

Die Perspektiven erneuerbarer Energien wurden in den vergangenen Jahren mehrfach untersucht. Exemplarisch sei für den Bereich der Bioenergieträger die „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“ [2] genannt, für den gesamten Bereich der Erneuerbaren die Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ [3]. Hier wurde ein sogenanntes zielorientiertes Szenario erstellt, das sich an einer Reduktion der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % gegenüber 1990 orientiert. Dementsprechend ambitioniert fällt der Ausbau der erneuerbaren Energien aus (Abb. 2): Die Beiträge steigen von heute etwa 3,6 % am Primärenergieverbrauch auf etwa 13 % im Jahr 2020 und 44 % im Jahr 2050, wobei angenommen wird, dass parallel eine Effizienzstrategie greift, die zu einer deutlichen Reduktion des Energiebedarfs führt.

Damit verbunden sind auch erhebliche strukturelle Veränderungen im Wärmemarkt. Abb. 3 zeigt dies für die zielorientierte Ausbauvariante „NaturschutzPlus II“ im Vergleich zur Referenzentwicklung. In der dynamischen Ausbauvariante kommt es bis 2020 zu einem sehr starken Aufwuchs, sodass dann rund 12 % des Endenergieverbrauchs für Wärme aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Im Jahr 2050 werden – bei gleichzeitig anhaltenden Erfolgen bei Energieeinsparung und Effizienzsteigerung – über 40 % erreicht. Bis 2020 stützt sich die Entwicklung vorrangig auf Nutzung von Biomasse, deren Potenziale dann weitgehend ausgeschöpft sein dürften. Das weitere Wachstum basiert auf der Solarenergie und Geothermie, was sich dann nicht mehr nur in nennenswerten relativen Wachstumsraten, sondern auch in einem starken Anstieg der absoluten Beiträge niederschlägt.

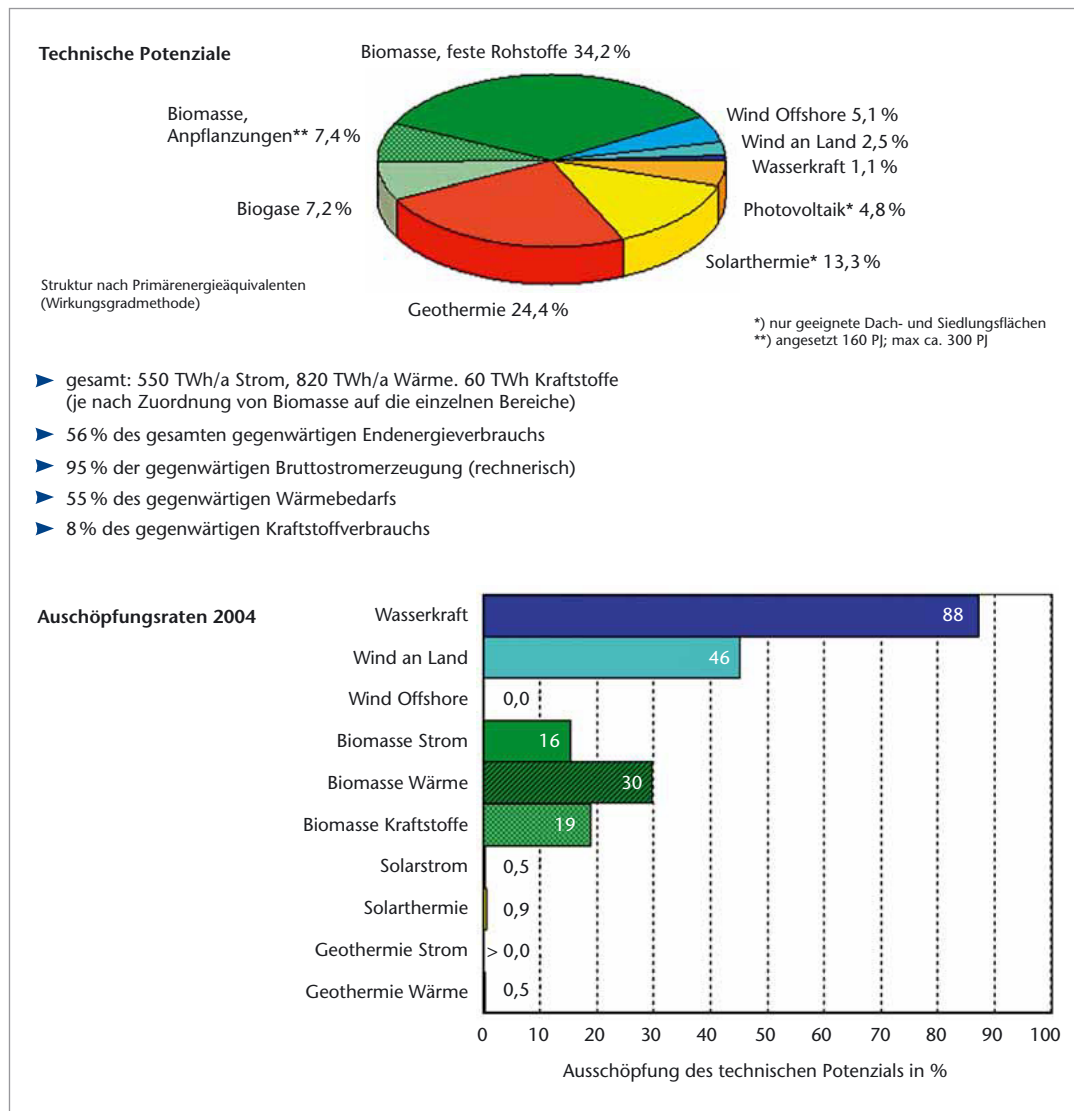


Abbildung 1
Potenziale
erneuerbarer Energien
und derzeitige
Ausschöpfungsraten
[1]

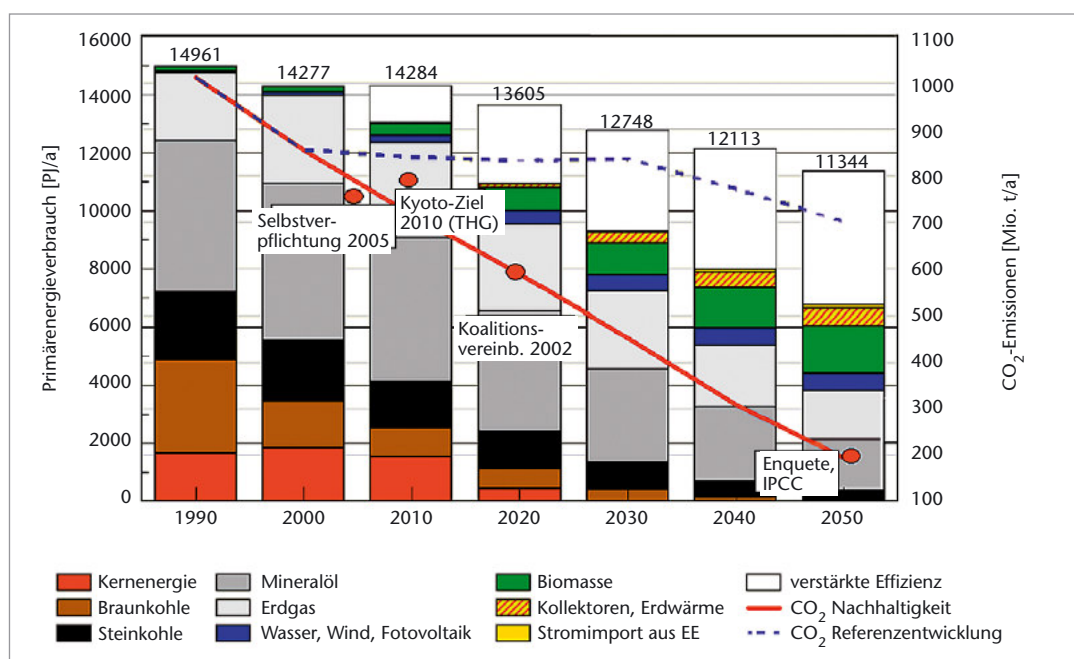


Abbildung 2
Langfristszenario der
Energieversorgung
in Deutschland [3].
Reduktion der CO₂-
Emissionen durch
Energieeinsparung
effiziente Energie-
umwandlung und
CO₂-arme/-freie
Energieträger

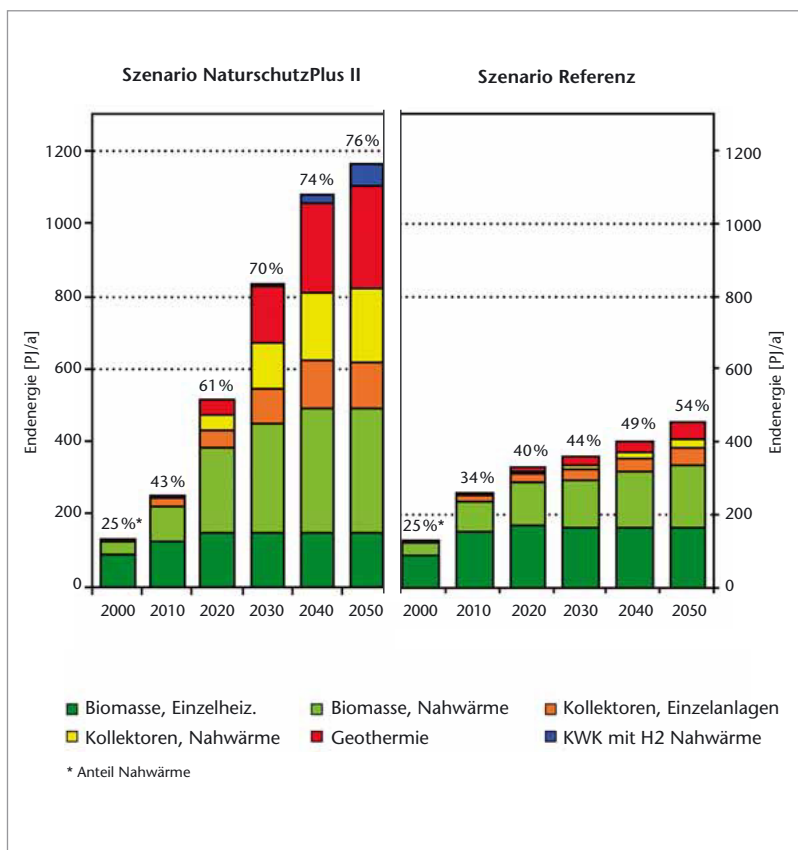


Abbildung 3
Strukturveränderungen
im Wärmemarkt im
Szenario Naturschutz-
Plus II im Vergleich zur
Referenzentwicklung
[3]

Es wird ebenfalls deutlich, dass der Anteil von Nahwärmenetzen gegenüber den heute vorherrschenden Einzelheizungen deutlich ansteigen muss, um die Ausbauziele zu erreichen: von heute schätzungsweise einem Viertel auf langfristig drei Viertel⁴ im Bereich der erneuerbaren Energien. Dafür lassen sich mehrere Gründe anführen: etwa Effizienzvorteile größerer Anlagen – speziell im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung aus Biomasse –, geringere Schadstoffemissionen bei Biomasse und bei praktisch allen Systemen Kostenvorteile. Andererseits sind die Realisierungshemmnisse von Nahwärmesystemen sehr groß.

⁴ Von der gesamten Wärmenachfrage werden heute weniger als ein Prozent über Nahwärme gedeckt. Im Szenario steigt dieser Wert einschließlich der fossilen Kraft-Wärme-Kopplung auf etwa ein Drittel bzw. zusammen mit den bereits bestehenden großen Fernwärmenetzen auf etwa 40 %.

Struktur der Wärmenachfrage

Eine Ausbaustrategie für erneuerbare Energien kann nicht losgelöst von Energieeinspar- und Effizienzmaßnahmen betrachtet werden. Dies gilt im Wärmemarkt noch sehr viel mehr als im Strom- oder Kraftstoffmarkt. Im Neubaubereich wurde mit der seit 1. Februar 2002 geltenden und 2004 novellierten Energieeinsparverordnung (EnEV) [4] ein wichtiger Schritt unternommen, die Anforderungen an eine Reduktion des Energieverbrauchs von Gebäuden zu erhöhen. Sie schreibt im Wesentlichen den sogenannten Niedrigenergiehausstandard fest, der gegenüber der zuvor geltenden Wärmeschutzverordnung um etwa 30 % niedriger liegt⁵. Für Ein- und Zweifamilienhäuser bedeutet dies beispielsweise eine Reduzierung des Raumwärmebedarfes je Quadratmeter von heute zum Teil mehr als 200 kWh/m²/a im Gebäudebestand auf etwa 70 kWh/m²/a für Neubauten. Eine weitere Perspektive eröffnet die Passivhaus-Bauweise (etwa 15 kWh/m²/a).

Andererseits werden diese Maßnahmen erst langfristig wirken, denn die gesamte Wärmenachfrage wird zum weitaus überwiegenden Teil vom Gebäudebestand bestimmt. Von zentraler Bedeutung ist deshalb die energetische Sanierung im Gebäudebestand, wo Einsparungen beim Raumwärmebedarf zwischen 50 und 70 % möglich sind. Trotz erheblicher Bemühungen zur Informationsvermittlung und staatlicher Anreize ist es hier bisher nicht gelungen, nennenswert voranzukommen. Zwar werden jährlich etwa 2,5 % aller bestehenden Gebäude saniert, aber in nur etwa jedem fünften Fall wird dabei auch eine energetische Sanierung durchgeführt. Damit die in Abb. 4 dargestellte Entwicklung eintritt, müssen deshalb die energetischen Sanierungsraten auf durchschnittlich etwa 2 % pro Jahr erhöht werden.

⁵ Im Unterschied zur Wärmeschutzverordnung, die ausschließlich Wärmedämmstandards festlegte, basiert die Energieeinsparverordnung auf einem primärenergetischen Ansatz. D. h., neben der Gebäudehülle werden auch die unterschiedlichen Wärmebereitstellungssysteme in die Bilanzierung einbezogen.

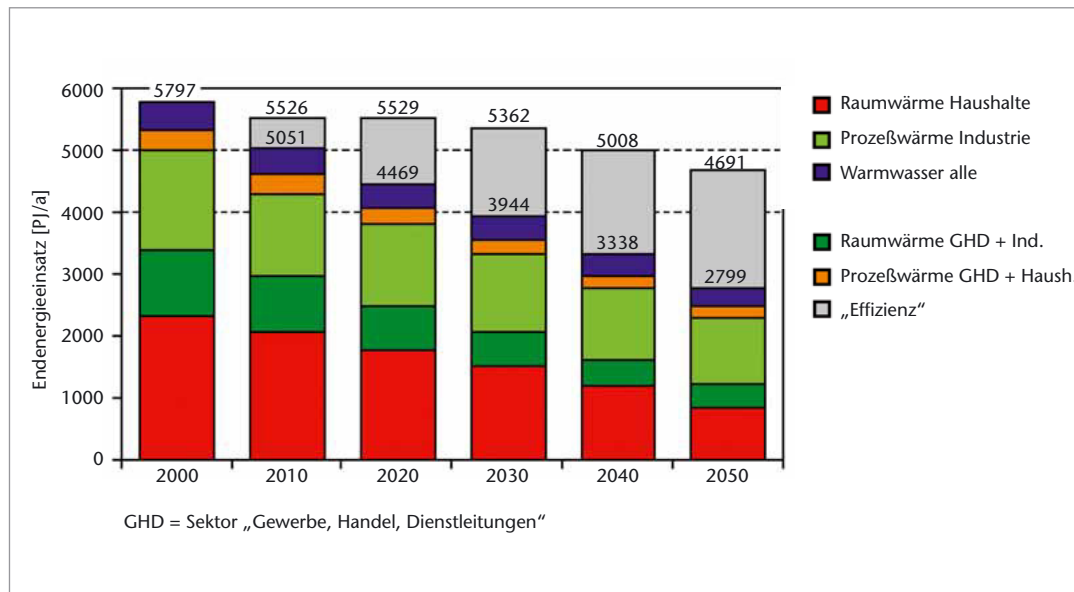


Abbildung 4
Entwicklung des Wärmemarktes bis 2050 (Bedarf und Verbrauchssektoren) im NaturschutzPlus II-Szenario. Effizienzsteigerung gegenüber Referenzszenario [3]

Vergleich der technischen Lösungen zur Wärmebereitstellung mit erneuerbaren Energien im Gebäudesektor

Die gegenwärtig kommerziell verfügbaren Verfahren zur Bereitstellung von Wärme aus erneuerbaren Energien für die Versorgung von Gebäuden können in drei verschiedene Gruppen eingeteilt werden. Sie unterscheiden sich nach dem eingesetzten Energieträger, dem Energiewandler sowie nach der Art der Infrastruktur, in die dieser vor Ort eingebunden ist:

1. Individuelle, auf das einzelne Gebäude bezogene, Lösungen

- Holzkessel (Pellet-, Scheitholzvergaser-, kleine Hackschnitzelkessel)
- Solare Brauchwassererwärmung, u. U. mit solarer Heizungsunterstützung
- Wärmepumpen

2. Mikrogasnetze im Kombination mit dezentralen Energiewandlern in den Gebäuden

- Biogas- und Holzgasnetze mit Motor-BHKW kleiner Leistung
- Biogas- und Holzgasnetze mit Brennstoffzellen kleiner Leistung

3. Wärmeversorgung über Heizzentrale und Wärmeverbund: Kommunale Nah- und Fernwärmenetze⁶

- Holzheizwerk mit Hackschnitzelkessel
- Holzverbrennung und Kraft-Wärme-Kopplung (Stromerzeugung mit Stirlingmotor, Dampfmotor, ORC-Turbine oder Dampfturbine je nach Leistungsbereich)
- Gaserzeugung aus Biomasse und Kraft-Wärme-Kopplung (Vergasung von Holz, evtl. Stroh)
- Biogaserzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung (Vergärung von organischen Reststoffen und Energiepflanzen)
- Tiefengeothermie und Kraft-Wärme-Kopplung (Hot-Dry-Rock, hydrothermal)⁷
- Solare Nahwärme mit saisonalen Speichern

⁶ Eine scharfe Abgrenzung zwischen Nah- und Fernwärme gibt es nicht. Nahwärme bedeutet i.a. Vorlauftemperaturen unter 100° C und Trassenlängen von einigen Kilometern.

⁷ Hot-Dry-Rock: Nutzung der Wärme tiefer Gesteinsschichten (ca. 4-5 km Tiefe). Hydrothermale Geothermie: Nutzung der Wärme von Tiefengewässern (ca. 2-3 km Tiefe)

1. Die für die Anwendung im Einzelhaus geeigneten Energiewandler können mit Ausnahme der Wärmepumpe gleichermaßen im Alt- und Neubau eingebaut werden. Da Wärmepumpen zum Erreichen einer hohen mittleren Leistungszahl auf niedrige Vorlauftemperaturen im Heizungssystem angewiesen sind (die am besten mit Fußbodenheizungen erreicht werden) und hohe spezifische Investitionskosten aufweisen, sind sie für den Altbau mit hohem Wärmebedarf nur sehr eingeschränkt tauglich. Bei solarer Heizungsunterstützung im Altbau ist darauf zu achten, dass dieser zuvor gründlich wärmegeklämt wird. Beim Einsatz von Pellet- und Hackschnitzelkesseln im Gebäudebestand dagegen ist Wärmegeklämtung zwar auch eine wichtige Maßnahme, jedoch vom Heizungssystem her nicht zwingend notwendig. Die möglichen regenerativen Anteile am Wärmebedarf sind bei solarer Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung sehr begrenzt (maximal 20 % des gesamten Wärmebedarfs). Ein Nachteil der gebäudeindividuellen Systeme ist, dass sie keine Möglichkeit bieten zur Kraft-Wärme-Kopplung, der effizientesten Art des Einsatzes erneuerbarer Energien.

2. Mikrogasnetze sind vom Prinzip her eine Kombinationslösung: Energiewandler, die im Einzelgebäude installiert werden, verknüpft mit Verteilungsnetzen, in denen der Brennstoff (Biogas oder Holzgas) von der zentral installierten Biomasseanlage zu den Häusern transportiert wird. Ihr Einsatz bietet sich dort an, wo Holz, Energiepflanzen und landwirtschaftliche Reststoffe (Gülle, Stroh) ausreichend zur Ver-

fügung stehen. Ihre Installation ist gleichermaßen in Neubau- wie in Altbausiedlungen möglich, wobei es sogar denkbar ist, dass in Zukunft bestehende Erdgasleitungen zur Verteilung des Bio- oder Holzgasen verwendet werden. Sofern die entsprechenden Aggregate, wie z. B. Gas-Otto- und Stirlingmotoren zum Einsatz kommen, ist Kraft-Wärme-Kopplung möglich. Eine reine Verbrennung des Bio- oder Holzgasen zu Heizzwecken erscheint unter dem Aspekt der relativ aufwändigen Herstellung und der damit vergleichsweise hohen Kosten nicht sinnvoll. Gebäudegeklämtung im Altbau ist auch bei Einsatz von Mikrogasnetzen eine energie-wirtschaftlich sinnvolle Option, aber von den Systemeigenschaften der Energiebereitstellung her nicht zwingend notwendig.

Bei der Auslegung und Optimierung des Gesamtsystems Mikrogasnetze sind derzeit noch viele Fragen offen, wie z. B. die Dimensionierung der KWK-Aggregate, die Art der Spitzenlastdeckung und die wirtschaftlichen Aspekte der niedrigeren Stromwirkungsgrade. Hier besteht derzeit noch Bedarf an umfassenden Systemanalysen.

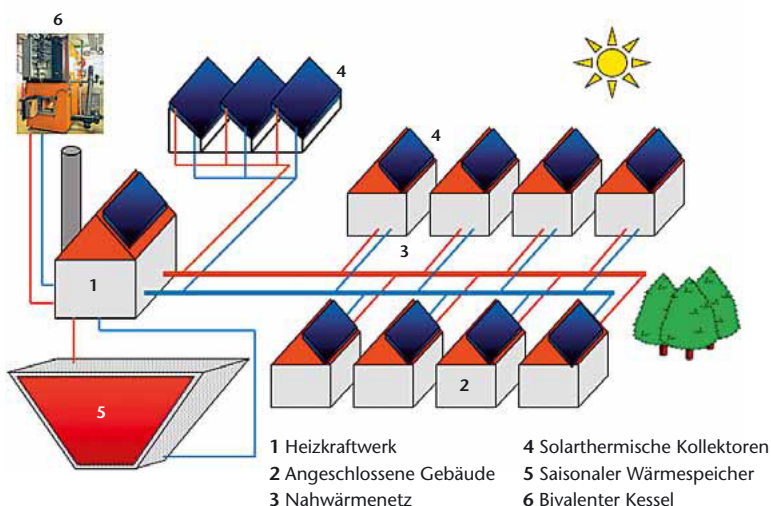
Nahwärmeverversorgung mit erneuerbaren Energien

3. Mit Hilfe der Nahwärme ist es möglich, alle Formen der für die Wärmebereitstellung geeigneten erneuerbaren Energien, einschließlich sämtlicher Sortimente der Biomasse zu nutzen. Zudem sind die genannten Techniken in fast allen Fällen für die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion geeignet. Ausnahmen sind bei der Biomasse lediglich das Holzheizwerk sowie bei der solaren Nahwärme.

Solare Nahwärme

Die Entwicklung von solaren Nahwärmesystemen begann in den 70er-Jahren in Skandinavien (Schweden, Dänemark). Auch in Deutschland wurden schon sehr früh Untersuchungen dazu durchgeführt (ITW, Universität Stuttgart). Mittlerweile gibt es hiezulande einige Demonstrationsprojekte, die alle in Neubausiedlungen realisiert wurden bzw. derzeit entstehen. Die Verwirklichung solarer Nahwärmesysteme gleich bei der zur Erschließung eines Neubaugebiets hat den großen Vorteil, dass von Grund auf aus

Abbildung 5
Prinzipieller Aufbau
eines solaren Nah-
wärmesystems



einem Guss geplant und gebaut werden kann. Da jedoch das Potenzial bzw. die technischen Möglichkeiten der anderen erneuerbaren Energiequellen (Biomasse, Geothermie) begrenzt sind, wird es in Zukunft notwendig sein, solare Nahwärmesysteme auch im Gebäudebestand aufzubauen (Abb. 5).

Die grundlegenden Parameter zur groben Dimensionierung eines solaren Nahwärmesystems für eine Ortschaft mit 1.000 Einwohnern, die rund 290 Gebäude (überwiegend Ein- und Zweifamilienhäuser) umfasst, sind in Tab. 1 zusammengefasst. Die Zahlen beziehen sich auf einen solaren Deckungsgrad von 80 %. Den Rest liefert der bivalente Heizkessel, der fossil oder mit Biomasse (Anteil EE: 100 %) befeuert werden kann. Der Parameter „gesamter Wärmebedarf“ setzt sich aus dem Raumwärmebedarf, dem Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung und den Netzverlusten im Nahwärmenetz zusammen. Den Werten in der dritten Spalte liegt die Annahme zu Grunde, dass durch verbesserte Wärmedämmung nur noch halb so viel Energie zum Heizen benötigt wird, während der Bedarf für Warmwasser und die Netzverluste gleich bleiben. Die Fläche des Kollektorfeldes und das Volumen des Speichers verringern sich dadurch im Vergleich zum Zustand heute um jeweils 35 %, was einer Einsparung bei den Investitionskosten im Bereich von 3 bis 4 Mio. Euro entspricht. Die Gesamtkosten für den „Zustand heute“ einschließlich Wärmenetz lägen grob überschlagen bei 13 bis 14 Mio. Euro.

Darüber hinaus sprechen weitere Gründe dafür, die solare Nahwärme im Altbau in einem Versorgungsgebiet mit möglichst gut gedämmten Gebäuden zu realisieren. Für die Nutzung solarer Wärme sind möglichst niedrige Temperaturen im Heizungssystem vorteilhaft. Das gilt einerseits für den Vorlauf, in besonderem Maße aber für den Rücklauf, um den Inhalt des saisonalen Speichers möglichst weitgehend nutzen zu können. Diese Bedingung lässt sich in wärmetechnisch sanierten Häusern bedeutend leichter einhalten. Niedriger Wärmebedarf im Versorgungsgebiet bedeutet zudem, dass weniger Kollektorfläche installiert werden muss.

Zusammenfassend betrachtet liegt das Grundproblem der solaren Nahwärme im Gebäudebe-

| | Zustand heute | bei halbiertem Raumwärmebedarf |
|----------------------|-----------------------|--------------------------------|
| Gesamter Wärmebedarf | 10.000 MWh/a | 6.500 MWh/a |
| Fläche Kollektorfeld | 26.000 m ² | 17.000 m ² |
| Volumen Speicher | 90.000 m ³ | 58.000 m ³ |

stand nicht in der Technik, sondern darin, dass eine große Zahl von Akteuren (z. B. Hausbesitzer) zwei wesentliche Investitionsentscheidungen treffen musste: erstens ihr Haus möglichst gut wärmetechnisch zu sanieren und zweitens sich an die solare Nahwärmeversorgung anzuschließen. Berücksichtigt man zudem die Höhe der realisierbaren Wärmekosten, die mehr als doppelt so hoch wie heute üblich sind, liegt die Schlussfolgerung nahe, dass der Zeithorizont für die breite Realisierung solarer Nahwärmesysteme im Altbau eher im Bereich von 10 bis 20 Jahren liegen wird.

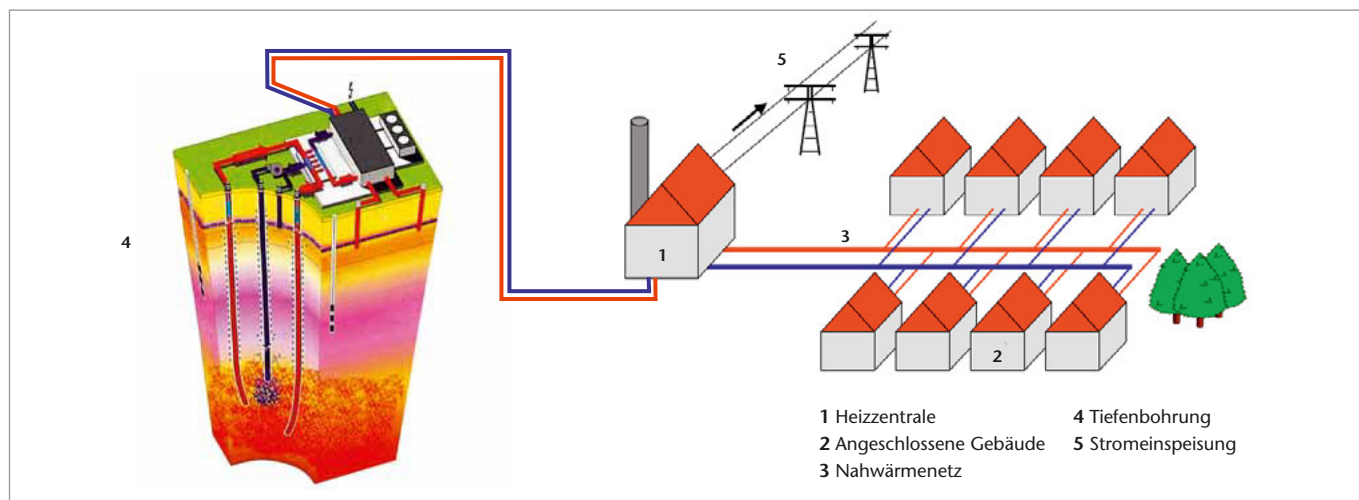
Nahwärme aus Tiefengeothermie (Hot-Dry-Rock und hydrothermale Schichten)

Die Wärmeauskopplung erfolgt aus Geothermiekraftwerken (Abb. 6), bei denen die Stromerzeugung bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen erfolgt. Dies hat niedrige Stromwirkungsgrade (rund 10 %) und hohe Abwärmemengen zur Folge.

Mit Hilfe eines zusätzlichen Erdspeichers neben der Tiefbohrung kann Wärme im Sommer zwischengespeichert und im Winter wieder abgerufen werden. Dadurch ist es möglich, den Einsatz eines Spitzenlastkessels sehr weit zu reduzieren und auf die Zeiten zu beschränken, zu denen die Leistung der Wärmeauskopplung aus Tiefbohrung und Speicher nicht ausreicht, die höchsten Lasten im Winter zu decken.

Die Basisparameter Leistung und Energiemengen für ein kleines und mittleres Geothermieheizkraftwerk (Hot-Dry-Rock) sind in Tab. 2 zusammengefasst. Die vom kleinen Heizkraftwerk (HKW) bereitgestellte Wärmemenge reicht aus, um eine Gemeinde oder Kleinstadt mit 7.000 bis 8.000 Einwohnern beim heutigen Wärmedämmstandard komplett mit Heizenergie

*Tabelle 1
Basisparameter zur Auslegung eines solaren Nahwärmesystems für eine Altbausiedlung bei unterschiedlichem Wärmedämmstandard*



| | Kleines HKW | Mittleres HKW |
|---------------------------------|--------------|---------------|
| Thermische Leistung Tiefbohrung | 10 MW | 100 MW |
| Elektrische Leistung | 1 MW | 10 MW |
| Stromerzeugung (8.000 h/a) | 8.000 MWh/a | 80.000 MWh/a |
| Thermische Leistung (= 80 %) | 8 MW | 80 MW |
| Wärmeproduktion (8.000 h/a) | 64.000 MWh/a | 640.000 MWh/a |

Nahwärmeversorgung mit Biomasse

Auf Grund des derzeitigen Standes der Technik und der durch das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gegebenen Randbedingungen, ist davon auszugehen, dass der Markt der regenerativen Nahwärme in den kommenden Jahren mit Systemen erschlossen wird, bei denen Biomasse zum Einsatz kommt und gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt wird. Sie sind sehr gut geeignet, nicht zuletzt wegen der in letzter Zeit deutlich gestiegenen Ölpreise, vor allem im Gebäudebestand Wärme kostengünstig und konkurrenzfähig bereitzustellen.⁸

Abbildung 6
Prinzipieller Aufbau einer Nahwärmeversorgung mit Tiefengeothermie

Quelle: Stadtwerke Bad Urach

Tabelle 2
Strom- und Wärmeerzeugung bei Geothermie-Heizkraftwerken

und Warmwasser zu versorgen. Das mittlere HKW bietet dementsprechend eine Kapazität, die genügt, für eine Stadt mit rund 50.000 Einwohnern Wärme bereitzustellen.

Unterstellt man, dass Wohngebäude zunehmend wärmedämmend werden, reichen die in Tab. 2 genannten Wärmemengen für noch größere Versorgungsgebiete als oben dargestellt. Das Rechenexempel macht deutlich, dass mit Hot-Dry-Rock-Heizkraftwerken neben der Stromerzeugung so große Wärmemengen bereitgestellt werden, dass bei nicht ausreichender Größe des Versorgungsgebiets leicht ein Wärmeüberschuss entsteht. Die umfassende Wärmedämmung der versorgten Häuser ist aus dieser Sicht keine Voraussetzung für die Realisierung und den Betrieb von Nah- oder Fernwärmenetzen mit Tiefengeothermie.

Akzeptanz von Nahwärme sowie Aspekte der Kommunikation und Bürgerbeteiligung

Bei einer Telefonumfrage in Heidelberg vom Frühjahr 2004 [6] war das Interesse der Bürger an Heizungssystemen nicht sehr ausgeprägt. Es wird primär über den realisierten oder geplanten Erwerb von Wohneigentum gesteuert. Diese Grundhaltung wirkt sich zunächst auch bei der Akzeptanz von Nahwärmesystemen aus. Außerdem widerspricht die Nahwär-

⁸ Einzelheiten dazu sind im Vortrag „Solarisierung von Altbauten“ in diesem Themenheft S. 99 beschrieben und erläutert

meerversorgung als lokale gemeinschaftliche Lösung weitgehend in Jahrzehnten gewachsenen Strukturen und Verbrauchergewohnheiten im Wärmemarkt. Daraus folgt, dass sich die Akzeptanz von regenerativen Nahwärmesystemen nicht von alleine ergibt – auch nicht bei steigenden Ölpreisen. Im zitierten Forschungsprojekt [6] lautet deshalb die Ausgangsthese der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung: Akzeptanz von Nahwärme kann nicht erzwungen und nicht durch bloße Sachinformation erreicht werden, sondern bedarf der aktiven Einbeziehung und Beteiligung der Bürger/innen, damit diese sich ein eigenes Urteil bilden können.

Im gewählten Modellgebiet Rottweil-Hausen, das dörflichen Charakter hat (1.000 Einwohner, 285 Wohngebäude vorwiegend Ein- und Zweifamilienhäuser), ist die Kommunikation und Bürgerbeteiligung wie folgt aufgebaut [6]:

- erste Bürgerumfrage unter allen erwachsenen Einwohnern (sogenannte Nullmessung ohne vorherige Informationskampagne, September 2004: Rücklaufquote: 33 % bezogen auf Einzelpersonen; 45 % bezogen auf Haushalte)
- Durchführung von zwei öffentlichen Informationsveranstaltungen
- Durchführung eines Bürgergutachtens unter wissenschaftlicher Leitung in einem Gremium von 12 Bürgern, die sich freiwillig zur Teilnahme bereit erklärten (ab Dezember 2004). Einladung von externen Fachleuten und Besichtigung von Beispielanlagen
- öffentliche Präsentation der Ergebnisse des Bürgergutachtens (19. Juli 2005)
- zweite Bürgerumfrage (Herbst 2005)

Ein wichtiges Ergebnis der ersten Bürgerumfrage ist das Image, das die Befragten den verschiedenen regenerativen Energiequellen zuordneten (Tab. 3). Die Sonnenenergie wurde bei Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit, auf den ersten Rang gesetzt. Die gute Umweltverträglichkeit ist nachvollziehbar, die bestbeurteilte Wirtschaftlichkeit erklärt sich vielleicht dadurch, dass möglicherweise nur die kostenlose Energielieferung der Sonne in Betracht gezogen und die Wirkung der hohen Investitionskosten auf die Wirtschaftlichkeit solarer Energieversorgung eher vernachlässigt wurde. Erdwärme und

| | | | Merkmal | | | |
|---------------|---------------|---|----------------------|-----------------------------|--------------------|-----------------------------|
| | | | Umweltfreundlichkeit | | Wirtschaftlichkeit | |
| | | | Rang | durchschnittliche Bewertung | Rang | durchschnittliche Bewertung |
| Energieträger | Sonnenenergie | 1 | 1 | 3,84 | 1 | 2,90 |
| | Erdwärme | 2 | 2 | 3,56 | 4 | 2,77 |
| | Biogas | 3 | 3 | 3,36 | 5 | 2,74 |
| | Erdgas | 4 | 4 | 2,79 | 3 | 2,79 |
| | Holz | 5 | 5 | 2,63 | 2 | 2,78 |
| | Flüssiggas | 6 | 6 | 2,50 | 7 | 2,49 |
| | Erdöl | 7 | 7 | 1,87 | 6 | 2,54 |
| | Kohle | 8 | 8 | 1,65 | 8 | 2,10 |

maximale Bewertung = 4, geringste Bewertung = 1

Biogas folgen hinter der Sonnenenergie auf Platz zwei und drei.

Das Ergebnis in Tab. 3 deckt sich mit den Antworten auf die Frage, welche Energiequellen privat bevorzugt würden. Dort steht die Sonnenenergie mit großem Abstand vor der Erdwärme und der Biogasanlage. Ebenso konzentriert sich das Informationsbedürfnis der Bürgerinnen und Bürger auf die Solarenergie, vor Geothermie und Biomasse.

Die sozialwissenschaftliche Auswertung der Fragebögen erlaubte den Schluss, dass die Rangliste das Bedürfnis der Bürger/innen nach individueller Unabhängigkeit der Wärmeversorgung durch neue Techniken reflektiert. Das Konzept der Nahwärme als lokale, gemeinschaftliche Lösung widerspricht zunächst diesem Streben nach individueller Unabhängigkeit. Diese erste Umfrage wurde wohl gemerkt vor Beginn des Bürgergutachtens durchgeführt.

Die Bürgergutachter hingegen favorisierten jedoch eine andere Lösung: Nach mehrmonatigen Beratungen sprachen sie die Empfehlung aus, eine Biogasanlage zu bauen, die Strom ins Netz einspeist und gleichzeitig Wärme für den Ort Hausen liefert. Folgende Gründe sprachen nach Meinung der Gutachter dafür:

*Tab. 3
Ergebnis der ersten
Bürgerumfrage in
Rottweil-Hausen
(Nullmessung
September 2004):
Image der Energie-
träger*

- Die Biogasnutzung ist die am weitesten ausgereifte Technik.
- Sie weist die höchste wirtschaftliche Rentabilität auf.
- Stromerzeugung mit Biogas hat die höchsten Stromwirkungsgrade.
- Die zur Vergärung eingesetzte Gülle wird veredelt.
- Die Existenz der lokalen landwirtschaftlichen Betriebe kann gesichert werden.
- Der Bau weniger effektiver kleiner Biogasanlagen ohne Wärmenutzung wird überflüssig.

Nicht zuletzt auf Grund der Empfehlungen des Bürgergutachtens sowie der günstigen Randbedingungen durch das EEG hat die Energieversorgung Rottweil (ENRW) beschlossen, die Biogasanlage zur Nahwärmeversorgung zu realisieren.

Förderinstrumente für erneuerbare Energien im Wärmemarkt

Die vorangegangenen Abschnitte zeigen die technische Machbarkeit, aber auch die Zielkonflikte bei der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt und die Hemmnisse, die einer Realisierung insbesondere von Nahwärmesystemen im Gebäudebestand oftmals im Wege stehen. Dennoch: folgt man dem in Abbildung 2 und 3 dargestellten Szenario, müssen die thermischen Potenziale in ganz anderer Weise mobilisiert werden als dies heute der Fall ist. Der Vergleich mit dem Strom- und Kraftstoffmarkt zeigt, dass eine hohe Entwicklungsdynamik durchaus erreichbar ist, wenn günstige Rahmenbedingungen herrschen: So hat sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den letzten 5 Jahren um 44 % erhöht und die Nutzung von Biokraftstoffen mehr als verdreifacht (300%). Die Wärmebereitstellung stieg hingegen nur um etwa 12 %.

Obwohl die komplexen Zusammenhänge ein Bündel von Maßnahmen erfordern, um eine stetige und dauerhafte Entwicklung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt sicherzustellen, brauchen wir auch hier ein „Leitinstrument“,

wie es mit dem EEG für die Stromerzeugung oder mit der Mineralölsteuerbefreiung für regenerative Kraftstoffe bereits existiert. Bisher übernimmt diese Funktion das „Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien“, mit dem zweifellos Beachtliches erreicht wurde. So wurden bisher über 300.000 Solarkollektoranlagen mit einer Fläche von 2,9 Mio. m² und 45.000 kleine Biomassekessel gefördert. Bezieht man die ebenfalls im Programm geförderten Biogasanlagen, größere Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse, Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie und kleinere Wasserkraftanlagen mit ein, so wurden mit den seit 1999 ausgegebenen Mitteln von 511 Mio. Euro insgesamt 406.000 Vorhaben mit einem Investitionsvolumen von mehr als 4 Mrd. Euro angestoßen. Aber eignet sich das Marktanreizprogramm auch künftig als Leitinstrument? Viele bezweifeln dies, vor allem weil dafür jährlich neu Mittel aus dem Bundeshaushalt bereitgestellt werden müssen.

Es liegt also nahe, über ein **Erneuerbare-Wärmeenergie-Gesetz** nachzudenken, mit dem ebenso wie mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz im Strommarkt eine kontinuierliche Entwicklung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt abgesichert wird, das Unternehmen ausreichende Planungssicherheit bietet und starke Anreize schafft, neue, effiziente und kostengünstige Technologien zu entwickeln und besonders günstige Anwendungsbereiche konsequent zu erschließen. Weil eine Einspeisevergütung wie im Strommarkt als genereller Förderansatz nicht in Frage kommt, verbleiben drei Optionen:

- ordnungsrechtliche Auflagen
- Quotenregelung
- Abgabenregelung

Eine **Auflagenlösung** könnte sich z. B. an der Energieeinsparverordnung orientieren, in der die gegenwärtigen energetischen Baustandards für neue Gebäude, Gebäudeerweiterungen und -erneuerungen festgelegt sind und die erneuerbare Energien bereits in die Bilanzierung einbezieht. Bisher hat dies allerdings nicht dazu geführt, dass erneuerbare Energien in Neubauten generell genutzt werden, was aber mit einer

entsprechenden Verschärfung der Vorschriften erzwungen werden könnte.

Dies dürfte allerdings in zahlreichen Fällen zu erheblichen Problemen und suboptimalen Lösungen führen, weshalb flexiblere Instrumente wie eine **Quotenregelung** mehr Erfolg versprechen, die sich nicht auf die Gebäude als Ganze, sondern auf Heizungssysteme beziehen und damit auch die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Gebäudebestand erfassen. Dies könnte beispielsweise darauf hinauslaufen, dass bei der Erneuerung von Heizanlagen nachweislich ein bestimmter, steigender Anteil erneuerbare Energien genutzt werden muss.

Weil dies aber ebenfalls nicht immer möglich ist, müsste auch hier eine Kompensationslösung angeboten werden. In Frage kommt dafür, vom Anlagenbetreiber die Zahlung eines Geldbetrages zu verlangen, die den Charakter einer **Abgabe** haben sollte und damit – im Unterschied zu Steuern – zweckgebunden einzusetzen ist, beispielsweise für die Förderung des Baus von Anlagen zur thermischen Nutzung erneuerbarer Energien. In diesem Fall wäre aber auch die Einführung einer generellen Abgabe auf Brennstoffe vorstellbar, die ähnlich wie die Mineralölsteuer über den Brennstoffhandel erhoben werden kann. Allerdings wäre hierfür die Akzeptanz in der Bevölkerung wahrscheinlich sehr viel geringer, zumal dann auch kein Wahlrecht für die Anlagenbetreiber bestünde, sich für die Nutzung erneuerbarer Energien zu entscheiden oder stattdessen die Abgabe zu entrichten.

Eine Quotenregelung käme in Verbindung mit Zertifikaten in Frage, die den Einfluss des Staates im Wesentlichen auf die Administration der Regelungen begrenzt – im Unterschied zu einer Abgabenlösung, bei der über die Mittelverwendung entschieden werden muss. Verpflichteter wäre auch hier der Brennstoffhandel, der selbst oder über den Ankauf von Zertifikaten von Anlagenbetreibern seine Verpflichtung erfüllen kann – ähnlich wie dies seit Beginn dieses Jahres auch im Rahmen des Treibhausgasemissionshandels der Fall ist, in den langfristig dann ggf. auch die Nutzung erneuerbarer Energien überführt werden könnte.

Schlussfolgerungen

Die erneuerbaren Energien bieten auch für den Wärmemarkt erhebliche Potenziale. Deren Erschließung und Nutzung ist nicht nur aus Gründen des Klimaschutzes geboten, sondern auch ein zunehmender Beitrag zur Versorgungssicherheit und Kostenstabilität in Anbetracht der aktuellen Ölpreisentwicklung. Wie die Szenarienrechnungen zeigen, muss der zunehmende Einsatz erneuerbarer Energien mit einer deutlichen Steigerung der Energieeffizienz einhergehen. Im Gebäudesektor bedeutet das, den Altbaubestand soweit energetisch zu sanieren, dass der Wärmebedarf insgesamt mehr als halbiert wird. Die bisherigen Förderinstrumente (zinsverbilligte Kredite über KfW und Bundesländer) haben bislang jedoch nicht zu der notwendigen Zunahme energetischer Sanierungsmaßnahmen geführt.

Mit den gebäudeindividuellen Heizungssystemen, den Mikrogasnetzen und den Versorgungssystemen auf Basis der Nahwärme steht eine Vielzahl technischer Optionen zur Verfügung, die sich teilweise gegenseitig ergänzen. So bieten sich Heizungssysteme für das Einzelgebäude immer dort an, wo Wärme- und Gasnetze aus strukturellen Gründen nicht realisiert werden. Andererseits kann mit den gebäudeindividuellen Lösungen allein nicht der gesamte Wärmemarkt (Gebäudebestand und Neubau) durch erneuerbare Energien erschlossen werden. Dafür ist ein großer Anteil leitungsgebundener Wärmeversorgung unverzichtbar. Zu beobachten ist jedoch, dass trotz zahlreicher Vorteile, Umsetzungshemmnisse insbesondere bei der Nahwärme bestehen. Es muss versucht werden, diese durch Kommunikation vor Ort und durch passende Formen der Bürgerbeteiligung zu überwinden.

Die Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien ist vielfach schon nahe an der Wirtschaftlichkeit. Deswegen ist es von zentraler Bedeutung, dass für die weitere, beschleunigte Markteinführung ein Erneuerbare-Wärmeenergie-Gesetz als zentrales Leitinstrument zur Förderung verabschiedet wird. Ergänzend dazu muss die Förderung zur deutlichen Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden neu überdacht werden. In beiden Punkten besteht dringender Handlungsbedarf für die Politik.

Literatur

- [1] Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (www.erneuerbare-energien.de/statistik)

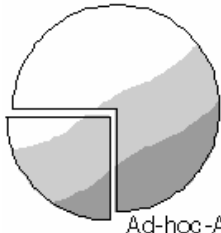
- [2] U. Fritsche, A. Heinz, D. Thrän, G. Reinhardt, F. Baur, M. Flake, S. Simon et al: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Verbundprojekt gefördert vom Bundesumweltministerium im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms. Endbericht. Öko-Institut Darmstadt, Mai 2004 (www.oeko.de).

- [3] J. Nitsch, M. Fishedick u. a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin 2004 (www.erneuerbare-energien.de).

- [4] Bekanntmachung über die Neufassung der Energieeinsparverordnung vom 2. Dezember 2004. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 64 Seite 3146-3162 vom 7.12.2004.

- [5] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, Stand: Juni 2005 (www.erneuerbare-energien.de)

- [6] H. Böhnisch, U. Pfenning, J. Deuschle: „Nahwärmeversorgung und Erneuerbare Energien im Gebäudebestand – Anschub von Pilotprojekten in Baden-Württemberg, Hemmnisanalyse und Untersuchung der Einsatzbereiche. Forschungsprojekt im BW-PLUS Programm (ZSW, DLR, Universität Stuttgart), gefördert vom Umwelt- und Verkehrsministerium Baden-Württemberg (ZO3K 23003). 1. Statusbericht, Februar 2005 (www.bwplus.fzk.de)



Ad-hoc-Arbeitsgruppe Geologie

Informationen
aus den
Bund/Länder-
Arbeitsgruppen
der Staatlichen
Geologischen Dienste

Informationen aus den Bund/Länderarbeitsgruppen
der Staatlichen Geologischen Dienste

PERSONENKREIS GEOTHERMIE
DER AD-HOC-ARBEITSGRUPPE GEOLOGIE

FACHBERICHT ZU BISHER BEKANNTEN AUSWIRKUNGEN
GEOTHERMISCHER VORHABEN IN DEN BUNDESLÄNDERN

erarbeitet für den Bund/Länder-Ausschuss Bodenforschung (BLA-GEO)
durch die Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer (SGD)
und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
sowie des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik (LIAG)
mit der Mitwirkung der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft
Klima, Energie, Mobilität und Nachhaltigkeit (BLAG KliNa),
und der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA)

WIESBADEN, FEBRUAR 2011

Inhalt

| | | |
|---------|------------------------------------------------------------------------|----|
| 1 | Vorwort | 4 |
| 2 | Auftrag | 4 |
| 3 | Organisation des Personenkreises Geothermie | 5 |
| 4 | Definitionen | 7 |
| 5 | Oberflächennahe Geothermie | 8 |
| 5.1 | Gefährdungspotenziale | 8 |
| 5.1.1 | Hydrogeologische Gefährdungspotenziale | 9 |
| 5.1.2 | Geologische Gefährdungspotenziale | 10 |
| 5.1.3 | Geotechnische Gefährdungspotenziale | 12 |
| 5.1.4 | Technische / anthropogene Gefährdungspotenziale | 13 |
| 5.2 | Auswirkungen auf das Grundwasser | 14 |
| 5.2.1 | Geohydraulische Auswirkungen | 14 |
| 5.2.1.1 | Absenkung des Grundwassers | 14 |
| 5.2.1.2 | Anhebung des Grundwasserspiegels | 15 |
| 5.2.1.3 | Artesischer Austritt von Grundwasser | 16 |
| 5.2.2 | Hydrochemische Auswirkungen | 18 |
| 5.2.2.1 | Mischung und Ausfällungen in Wässern | 18 |
| 5.2.2.2 | Lösung/Mobilisierung | 19 |
| 5.2.2.3 | Stoffeintrag (z.B. bei/von Schadenfällen) | 20 |
| 5.2.3 | Thermische Auswirkungen | 21 |
| 5.2.3.1 | Erwärmung | 22 |
| 5.2.3.2 | Abkühlung | 22 |
| 5.2.4 | Biologische Auswirkungen | 23 |
| 5.3 | Auswirkungen auf den Untergrund | 24 |
| 5.3.1 | Hebungen | 24 |
| 5.3.1.1 | Hebungen infolge Quellvorgängen, Mineralbildung | 24 |
| 5.3.1.2 | Hebung infolge Vereisung | 26 |
| 5.3.2 | Suffosion, Verbruch, Einbruch, Setzung | 27 |
| 5.4 | Auswirkungen auf die Umwelt | 31 |
| 5.4.1 | Verschmutzungen von Oberflächengewässern | 31 |
| 5.4.2 | Auswirkungen auf Grundstücke und infrastrukturelle Einrichtungen | 32 |
| 5.4.3 | Ausgasung | 34 |
| 5.5 | Auswirkung auf Anlagentechnik | 35 |
| 5.5.1 | Gasdiffusion in PE-Sonde | 35 |
| 5.5.2 | Verockerung bei Schluckbrunnen | 36 |
| 5.6 | Häufigkeit der Auswirkungen | 36 |
| 6 | Auswirkungen tiefegeothermischer Anlagen | 37 |
| 6.1 | Risiken durch unerwartete geologische Verhältnisse | 38 |
| 6.2 | Fündigkeitsrisiko | 38 |
| 6.3 | Bohrisiko | 39 |
| 6.4 | Betriebsrisiko (Dauerhaftigkeit) | 39 |
| 6.5 | Betriebstechnisches Risiko | 40 |
| 6.6 | Risiken für die Umwelt | 40 |

| | | |
|-----|---------------------------------------------|----|
| 6.7 | Seismisches Risiko | 40 |
| 7 | Zusammenfassung und Fazit | 43 |
| 7.1 | Erkenntnisse aus der Aufgabenstellung | 43 |
| 7.2 | Bislang bekannte Auswirkungen..... | 43 |
| 7.3 | Nutzen von Synergien | 44 |
| 7.4 | Die Rolle der SGD | 45 |
| 8 | Literatur | 46 |
| 9 | Abbildungsverzeichnis..... | 48 |
| 10 | Anlagenverzeichnis | 48 |

1 Vorwort

Der Bund/Länder-Ausschuss Bodenforschung (BLA-GEO) ist ein von der Wirtschaftsministerkonferenz eingesetztes Beratergremium. Ihm gehören Vertreter derjenigen Ministerien von Bund und Ländern an, denen die Staatlichen Geologischen Dienste (SGD) unterstehen. Er tagt regelmäßig in halbjährlichen Abständen. Der BLA-GEO behandelt geowissenschaftliche Fragestellungen, die länderübergreifender Natur sind oder den Bund und die Länder in gleicher Weise berühren. Er berät das Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) und arbeitet den Umweltminister- und den Wirtschaftsministerkonferenzen sowie den entsprechenden Amtschefkonferenzen (Staatssekretärkonferenzen) zu. Der BLA-GEO beauftragt Ad-hoc-Arbeitsgemeinschaften in den Bereichen Geologie, Boden, Hydrogeologie, Rohstoffe und Bodeninformationssysteme.

1.1 Sachverhalt und Problematik

Durch die in der Vergangenheit bekannt gewordenen Probleme und Schäden im Zusammenhang mit der Erschließung geothermischer Ressourcen sind Zweifel an der sicheren Nutzung der oberflächennahen und tiefen Geothermie aufgekommen. Ein Vertrauen in eine heute wie zukünftig sichere Erdwärmenutzung wird daher nur erreicht werden, wenn die Probleme, Auswirkungen und Schäden sowie die hierfür verantwortlichen Ursachen/Gefährdungspotenziale bekannt sind und Lösungswege aufgezeigt werden.

Die Staatlichen Geologischen Dienste sind Partner beim weiteren Ausbau der Geothermie, sie leisten einen wichtigen Beitrag zur sicheren Erschließung des erneuerbaren Energiepotenzials, zum Klimaschutz und zur Ressourcenschonung. Damit diese Absicht auch weiterhin offensiv vertreten werden kann, wurde aus den Landesverwaltungen heraus angeregt, auch diesbezügliche Erfahrungen aus allen Bundesländern aufzugreifen, um Anforderungen und Maßgaben an das künftige Handeln zur Schadensvermeidung noch besser ausrichten zu können.

Jede Bohrung, jede Baugrube, jeder Tunnel ist ein Eingriff in den geologischen Körper. In der konkreten Beauftragung aber sollen geothermische Anlagen und ihre bislang bekannten Auswirkungen beschrieben werden und nicht alle theoretisch erdenklichen oder möglichen Gefahrenmomente.

Größere Havarien sind bei der Errichtung der Anlagen äußerst selten. Trotzdem ist den Geologischen Diensten im Laufe der letzten Jahre eine Anzahl von Bohrungshavarien bekannt geworden. Ihre Bearbeitung fällt meistens in die Zuständigkeit der Wasserbehörden. Die Gesamtzahl kleinerer Havarien ist jedoch nicht bekannt. Möglicherweise werden weitere Havariefälle erst zu einem späteren Zeitpunkt einem konkreten Bohrpunkt oder einer Anlage zugeordnet oder überhaupt erkannt.

Je mehr Bohrungen abgeteuft werden, desto höher sind das Gefährdungspotenzial und die Anzahl möglicher realer Unfälle. Das ist kein Problem der Erdwärmenutzung, sondern trifft auf jede Bohrtätigkeit, wie zum Beispiel auch auf die Rohstoffwirtschaft und die Baugrunduntersuchungen zu. Mit jeder zusätzlichen Bohrung vergrößert sich das Risiko, eine unerwartete Auswirkung oder Havarie zu erleiden.

2 Auftrag

Der BLA-GEO fasste im Herbst 2009 den Beschluss, einen Personenkreis Geothermie in der Zuordnung der Ad-hoc-AG Geologie einzusetzen, der bis September 2010 einen Fachbericht zu den bislang bekannten Auswirkungen geothermischer Vorhaben vorlegen soll.

Das Vorsitzland des BLA-GEO, zum Zeitraum der Berichtserstellung das Bundesland Sachsen, wurde gebeten, den Beschluss ressortübergreifend zu kommunizieren und den Vorsitzenden der Bund/Länderarbeitsgemeinschaft „Klima, Energie, Mobilität - Nachhaltigkeit“ (BLAG KliNa) und der Bund/Länderarbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA) zu übermitteln und eine Mitwirkung am Fachbericht anzubieten.

Im Nachgang zu den Beschlüssen des Bund-Länderausschusses Bodenforschung (BLA-GEO) wurde der Ad-hoc-AG Geologie der Auftrag erteilt, bei den Staatlichen Geologischen Diensten (SGD) die Erkenntnisse über die bekannten Auswirkungen geothermischer Vorhaben in den Bundesländern zusammenzutragen. Die bundesweite Umfrage hatte ferner das Ziel, zum einen die bisherigen Erkenntnisse abzufragen, gleichzeitig sollten Fachleute für die Mitarbeit in einem Personenkreis Geothermie gewonnen werden.

3 Organisation des Personenkreises Geothermie

Nach der Erteilung des Auftrages hat die Ad-hoc-AG Geologie die Länder angeschrieben und einen Fragebogen versandt. Ferner wurden die Direktoren der SGD gebeten, Fachleute in den zu konstituierenden Personenkreis (PK) Geothermie zu entsenden. Die Rückmeldungen gingen aus allen SGD der Bundesrepublik ein. Der PK Geothermie konnte mit Fachleuten aus allen Bundesländern besetzt werden.

Der PK Geothermie der Ad-hoc-AG Geologie wurde aufgefordert zur Frühjahrssitzung im Februar 2010 einen Rahmenentwurf eines Fachberichtes zu bisher bekannten Auswirkungen geothermischer Vorhaben auf der Basis der Rückläufe des Fragebogens einzureichen. Der Beschluss zur Erstellung eines Fachberichtes wurde den Vorsitzenden der BLAG KliNa und der LAWA übermittelt und eine Mitwirkung am Fachbericht angeboten. Jeweils zwei Mitglieder aus den Bund/Länderarbeitsgemeinschaften waren benannt worden, um an den Beratungen teilzunehmen.

Der aufgestellte Fragenkatalog zu bislang bekannten Auswirkungen und Gefährdungspotenzialen fußt auf Vorarbeiten vorangegangener länderübergreifender Personenkreise für die oberflächennahe und tiefe Geothermie sowie auf Erkenntnissen aus den Staatlichen Geologischen Diensten, die bei der fachlichen Beratungen zur Erdwärmenutzung gewonnen wurden. Weiterhin basiert der Fragenkatalog auf den Rücklauf von Informationen aus Normenausschüssen, von Bauherren, Planern und Bohrunternehmen, auf Erkenntnissen behördenübergreifender Fachgremien und Genehmigungsbehörden (Umweltämter, Wasser- und Bergbehörden), sowie auf Meldungen aus den Medien. Alle SGD haben sich an der Beantwortung der Abfrage intensiv beteiligt, der Rücklauf betrug 100%. Der Fragenkatalog umfasste mehr als 40 Fachfragen zur Erdwärmenutzung, die sich auf die Geologie, Hydrogeologie, Geotechnik und auf die SGD-Beteiligungen im Rahmen der Genehmigungsverfahren bezogen.

In der konstituierenden Sitzung in Frankfurt am Main wurden die Ergebnisse der Umfrage diskutiert und ein Ablaufplan der zu erledigenden Aufgaben abgestimmt. In den darauf folgenden Wochen und Monaten wurden die Arbeitsergebnisse gegliedert, nach Sachebenen strukturiert und im E-Mail-Umlauf-Verfahren inhaltlich verfeinert. Der Projektleitung des Personenkreises war es ein dringendes Anliegen, die Aufgabe praxisorientiert zu konkretisieren und im Detail zu präzisieren. Besonderer Wert wurde auf die gemeinsam erarbeitete Feststellung gelegt, dass Eingriffe in den Untergrund immer „Auswirkungen“ besitzen.

Dieser Bericht wird die Ursachen von bekannten Auswirkungen beleuchten. In dem engen zeitlichen Rahmen konnten nur der Status erhoben und die kausalen Zusammenhänge herausgestellt werden.

Besetzung des länderübergreifenden Personenkreises Geothermie (sortiert n. BL):

| Kürzel | Klartext | Bundesland |
|---------------|----------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| RPF/LGRB | Regierungspräsidium Freiburg/Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau | Baden-Württemberg |
| UVM | Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr | Baden-Württemberg (BLAG KliNa) |
| LfU | Landesamt für Umwelt | Bayern |
| SENGUV | Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt und Verbraucherschutz | Berlin |
| LBGR | Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe | Brandenburg |
| GDfB | Geologischer Dienst für Bremen | Bremen |
| SUBVE | Senator für Umwelt, Bau, Verkehr und Europa | Bremen (LAWA) |
| BSU | Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt | Hamburg |
| HLUG | Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie | Hessen (Sprecher des PK) |
| LUNG | Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie | Mecklenburg-Vorpommern |
| LBEG | Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie | Niedersachsen |
| GD NRW | Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen | Nordrhein-Westfalen |
| LGB | Landesamt für Geologie und Bergbau | Rheinland-Pfalz |
| MUFV | Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz | Rheinland-Pfalz (BLAG KliNa) |
| LUA | Landesamt für Umwelt- und Arbeitsschutz | Saarland |
| LfULG | Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie | Sachsen |
| LfULG | Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie | Sachsen (LAWA) |
| LAGB | Landesamt für Geologie und Bergwesen | Sachsen-Anhalt |
| LLUR | Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume | Schleswig-Holstein |
| TLUG | Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie | Thüringen |
| BGR | Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe | Bund |
| LIAG | Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik | Bund/Länder |

An der Studie haben mitgewirkt: Dr. Christian Bönemann, Dr. Hans-Gerhard Fritsche, Dr. Thomas Fritzer, Tatjana Häntze, Ulrike Hörmann, Karina Hofmann, Holger Jensen, Lothar Moosmann, Dr. Karsten Obst, Dr. Björn Panteleit, Michael Pawlitzky, Annett Peters, Dr. Ivo Rappsilber, Lina Reinheimer, Dr. Sven Rumohr (Sprecher des PK), Ingo Schäfer, Dr. Rüdiger Schulz, Marcellus Schulze, Klaus Steuerwald, Roman Storz, Claudia Thomsen, Dr. Christian Trapp, Dr. Ulrich Wegler, Bruno Werle, Wolfgang Wirth.

Die Bund/Länderarbeitsgruppen BLAG KliNa und LAWA wurden vertreten durch: Werner Robrecht, Dirk Schröder, Karin Kuhn, Elzbieta Maahs.

4 Definitionen

Zur einheitlichen Begriffsbestimmung wurden durch den Personenkreis für diesen Fachbericht die nachfolgenden Begriffe definiert.

Oberflächennahe und tiefe Geothermie

In Abhängigkeit von der Erschließungstiefe der Erdwärme unterscheidet man zwischen oberflächennaher und tiefer Geothermie. Bei der oberflächennahen Geothermie wird die Wärmeenergie des Untergrundes bis ca. 400 m, meist jedoch nur bis 150 m z.B. über Erdwärmekollektoren, Erdwärmesonden, Grundwasserbohrungen oder Energiepfähle genutzt.

Die tiefe Geothermie umfasst Systeme, bei denen die geothermische Energie aus Tiefen über 400 m über Tiefbohrungen erschlossen wird und deren Energie direkt (d. h. ohne Niveauanhebung) genutzt werden kann. Die Übergänge zur Nutzung der tiefen Geothermie sind fließend.

Gefährdungspotenzial

Eine Gefährdung stellt eine Situation oder ein Sachverhalt dar, der zu einer negativen Auswirkung führen kann. Diese negative Auswirkung einer Gefährdung bedeutet die Möglichkeit, dass Schutzgüter wie z. B. Wasser, Menschen, biologische Vielfalt etc. räumlich und/oder zeitlich mit einer Gefahrenquelle zusammentreffen kann und negative Auswirkungen bewirkt. Das Gefährdungspotenzial stellt ein Maß für den möglichen Eintritt einer Gefahr dar.

Altlasten, Altablagerung und Altstandort

Unter Altlasten versteht das BBodSchG Ablagerungen bzw. Altstandorte, durch die schädliche Bodenveränderungen oder sonstige Gefahren für den Einzelnen oder die Allgemeinheit hervorgerufen werden.

Altablagerungen sind stillgelegte Abfallbeseitigungsanlagen sowie sonstige Grundstücke, auf denen Abfälle behandelt, gelagert oder abgelagert worden sind. Altstandorte sind Grundstücke stillgelegter Anlagen und sonstige Grundstücke, auf denen mit umweltgefährdenden Stoffen umgegangen worden ist, ausgenommen Anlagen, deren Stilllegung einer Genehmigung nach dem Atomgesetz bedarf.

Auswirkungen

Jedes geothermische Vorhaben hat Auswirkungen, wobei zu unterscheiden ist zwischen denen, die als Folge des Vorhabens erwartet und akzeptiert werden und solchen die unerwartet eintreten.

Eine unerwartete Auswirkung beruht in der Regel auf der Abweichung eines erreichten Zustandes vom angestrebten Zustand, welcher z.B. nach dem Stand von Wissenschaft und Technik oder nach sonstigen Vereinbarungen festgelegt ist.

Eine unerwartete Auswirkung kann einen temporären oder dauerhaften Schaden zur Folge haben.

Im vorliegenden Fachbericht werden vorrangig die unerwarteten Auswirkungen betrachtet. Erwartete und akzeptierte Folgen sind eine geringe thermische Beeinflussung des Untergrundes, die sich weitestgehend auf den Nahbereich geothermischer Anlagen beschränkt und zu keiner Beeinflussung anderer Nutzer des Untergrundes oder des Grundwassers führt.

Bei offenen geothermischen Anlagen (Brunnendublettenanlagen) wird zudem eine Auswirkung durch die von Entnahme und Einleitung beeinflusste Grundwasserströmung im näheren Umfeld der Anlagen erwartet und akzeptiert.

5 Oberflächennahe Geothermie

Bei Anlagen der oberflächennahen Geothermie zu Heiz- und Kühlzwecken konnte in den vergangenen Jahren ein stetiger Zuwachs aufgewiesen werden. Es sind drei grundsätzlich verschiedene Nutzungsformen zu unterscheiden:

- **Erdwärmesondenanlagen** mit einem Marktanteil von bundesweit ca. 80%,
- **Erdwärmekollektoranlagen** mit einem Marktanteil von bundesweit ca. 10-15%
- **Brunnendublettenanlagen** (Wasser / Wasser-Anlagen) mit einem Marktanteil von ca. 5-10%.

In die nachfolgenden Betrachtungen sind aufgrund des hohen Anteils insbesondere Auswirkungen von Erdwärmesondenanlagen eingeflossen. Die Gesamtanzahl in Deutschland liegt bei geschätzten 70.000 Anlagen. Die Zahl beruht auf Abschätzungen der Bundesländer zu den in den SGD und zuständigen Vollzugsbehörden angezeigten Anlagen.

Zunächst werden in Kapitel 5.1 die Gefährdungspotenziale erläutert. In den Kapiteln 5.2 bis 5.5 werden die bisher bekannten unerwarteten Auswirkungen geothermischer Vorhaben beschrieben und deren Ursachen anhand der existierenden Gefährdungspotenziale erläutert. Es ist voranzustellen, dass oftmals eine Kombination von mehreren Gefährdungspotenzialen zu einer unerwarteten Auswirkung führen kann (siehe Anlage 2).

Mithilfe von Beispielen werden in den folgenden Kapiteln die bekannten Auswirkungen erläutert. Weiterhin werden mögliche Empfehlungen zur Vermeidung der beschriebenen Auswirkung aus den Erfahrungen der SGD gegeben.

5.1 Gefährdungspotenziale

Bei den Gefährdungspotenzialen in Verbindung mit dem Einbau und Betrieb von Erdwärmeanlagen werden verschiedene Bereiche unterschieden.

Zum einen gibt es Gefährdungspotenziale, die maßgeblich durch **geologische und hydrogeologische** Verhältnisse bedingt werden. Zu diesen standortbezogenen, nicht beeinflussbaren und risikobehafteten Untergrundverhältnissen gehören die Beispiele: Schichtkomplexe mit stark wechselnden lithologischen Eigenschaften, GW-Stockwerksbau, Verkarstung, geologische Störungszonen, natürliche Gasvorkommen und artesischen Verhältnisse.

Zum anderen gibt es Gefährdungspotenziale **geotechnischer** und **technischer / anthropogener** Art, welche beispielsweise während der Planung, des Bohrvorgangs oder beim Einbau oder Bau von Erdwärmesonden oder -brunnen auftreten können. Diese können Auswirkungen verursachen, die meist durch eine nicht an die Untergrundverhältnisse angepasste Technik oder Arbeitsweise bedingt sind. Gefährdungspotenziale dieser Art sind z. B. der Betrieb nicht korrekt dimensionierter Erdwärmeanlagen, mangelhafte Verpresstechniken oder falsch gewählte Bohrverfahren. Hierbei sind z. B. ungewollte Temperaturänderungen im Untergrund und die Verbindung zweier Grundwasserleiter zu nennen.

Neben den **geologisch/technischen** Gefährdungspotenzialen können auch Fehleinschätzungen und/oder menschliches Versagen sowohl auf Seiten der Planer, ausführenden Bohrfirmen und des Anlagenbetreibers, aber auch auf Seiten der Genehmigungsbehörden ursächlich für unerwartete Auswirkungen sein. Auf der bauausführenden Seite kann unzureichende Qualifikation oder nicht fachgerechte Bauausführung nach dem Stand der Technik zu Gefährdungspotenzialen führen.

Die genannten Gefährdungspotenziale werden als einzelne Themen aufgezählt, eine Überschneidung der einzelnen Bereiche ist jedoch unumgänglich.

5.1.1 Hydrogeologische Gefährdungspotenziale

Beim Bau von geothermischen Anlagen sind die hydrogeologischen Verhältnisse bzw. Gefährdungspotenziale zu berücksichtigen, da sie direkte Auswirkungen, z. B. auf das Grundwasser und auf den Untergrund, haben können. Dabei kann zwischen hydraulischen und hydrochemischen Ursachen differenziert werden.

Trennschichten zwischen Grundwasserstockwerken (**Stockwerksbau**) können zu vertikal unterschiedlichen Druckpotenzialen führen (**gespannte Grundwässer**) (s. Abbildung 5-1). Diese **Druckpotenzialunterschiede** zwischen Grundwasserleitern können die Ursache für Komplikationen beim Bau von Erdwärmesonden sein. Bohrungen für Erdwärmesondenanlagen können zu hydraulischen Verbindungen vormals getrennter Grundwasserstockwerke führen. Aufsteigende Grundwässer können die Bohrarbeiten bzw. die Bohrlochabdichtung/Bohrlochverpressung nach Einbau der Sonde beeinträchtigen. Liegt das Druckpotenzial eines gespannten Grundwasserstockwerks über der Geländeoberfläche kommt es zu oberflächlichen (artesischen) Grundwasseraustritten (**Artesik**). Diese können bei nicht fachgerechten Bohrarbeiten dazu führen, dass erhebliche Grundwassermengen oberflächlich austreten.

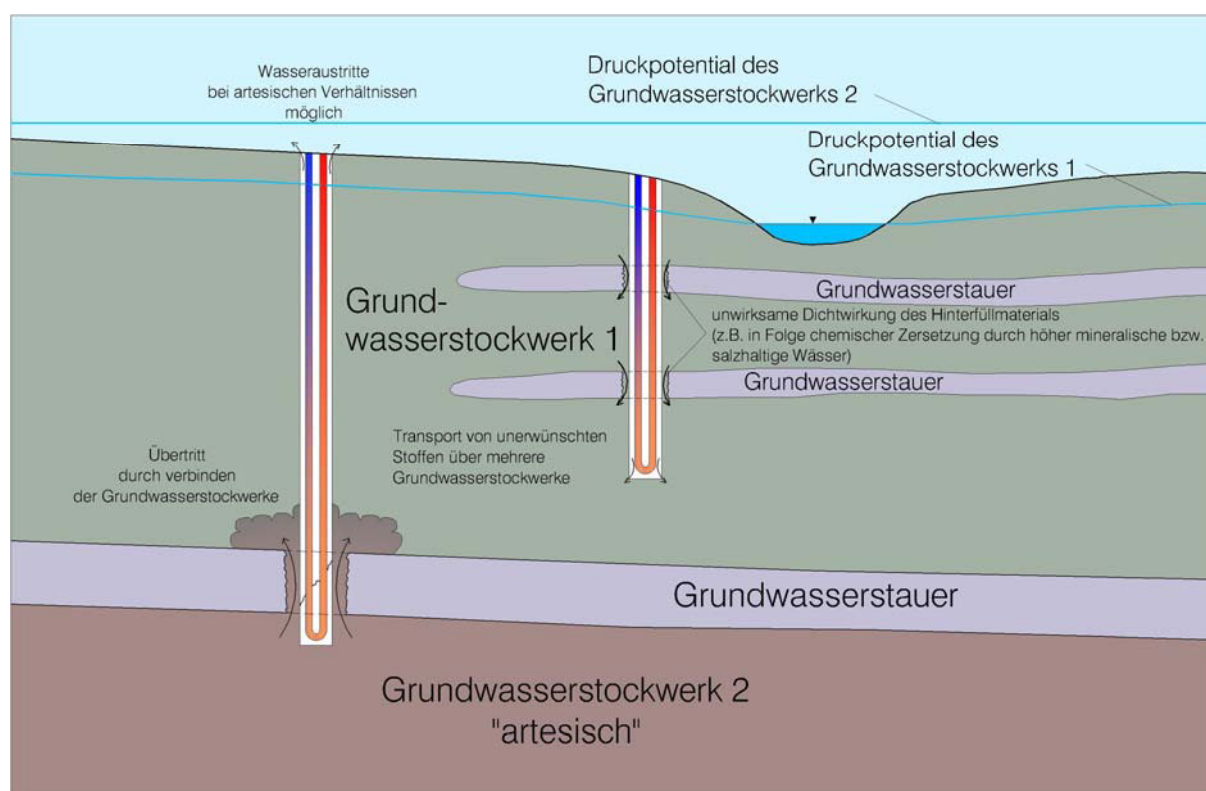


Abbildung 5-1: Gefährdungspotenzial Grundwasserstockwerksbau und Artesik (Quelle: LBEG).

Durch die hydraulische Verbindung von Grundwasserstockwerken kann es zur Vermischung von hydrochemisch unterschiedlichen Grundwässern kommen. Dies kann nachhaltig die Qualität des Grundwassers beeinträchtigen. Auch eine nach Einbau physikalisch und chemisch stabile dichte Hinterfüllung kann durch die hydrochemische Zusammensetzung des Grundwassers gefährdet sein. Sie kann durch chemische Reaktionen, mit **höher mineralisierten bzw. sulfathaltigen Wässern** oder durch **freie Kohlensäure**, unwirksam werden. Durch die Bohrung kann, neben der Mischung von unterschiedlichen Grundwässern, auch die Schutzfunktion der Grundwasserüberdeckung verringert werden. Hierdurch ist auch ein vertikaler Transport von unerwünschten Stoffen über mehrere Grundwasserstockwerke möglich.

5.1.2 Geologische Gefährdungspotenziale

Für den Bau und Betrieb einer geothermischen Anlage sind die geologischen Bedingungen am Standort von großer Bedeutung. In vielen geologischen Einheiten ist die Installation einer Anlage unproblematisch. Von einigen geologischen Einheiten bzw. Gesteinseinheiten geht allerdings ein gewisses Gefährdungspotenzial aus.

Die wesentlichen Prozesse, die ein Gefährdungspotenzial beinhalten können sind:

- Lösungserscheinungen / Wegsamkeiten durch Störungs- und Kluftsysteme, z.B. bei Karbonat-, Sulfat- oder Salzgesteinen
- Fließbewegungen z.B. Fließeande
- Mineralumbildungen / Quellungen (Anhydrit/Gips, Tonminerale)
- Ausgasungen

Diese werden nachfolgend kurz erläutert.

Lösungserscheinungen/ Wegsamkeiten durch Störungs- und Kluftsysteme

Wenn **Karbonat- und Sulfatgesteine** in Kontakt mit der Atmosphäre und Wasser treten, beginnt der Prozess der Karstverwitterung. Die damit verbundenen Lösungs-, und Umkristallisationserscheinungen führen entlang von Trennflächen zur Bildung von Dolinen, Ponoren, Höhlen und Hohlräumen. Häufig werden verschiedene Karstsysteme auf unterschiedlichen Niveaus ausgebildet.

Während des Bohrvorgangs besteht die Möglichkeit, dass in verkarsteten Gesteinen Hohlräume angefahren werden und das Bohrgestänge und / oder die Bohrspülung verloren geht. Darauf anschließend stellt die Verpressung der Hohlräume ein Problem dar. Meistens sind große Mengen an Verpressmaterial zur Abdichtung des Hohlraums notwendig oder der Hohlraum kann nicht abgedichtet werden. Im Fall fehlender Abdichtung besteht kein thermischer Kontakt zwischen Gebirge und Wärmetauscher.

Salzgesteine unterscheiden sich zunächst durch ihre große Wasserlöslichkeit, hohe Plastizität und ihre relativ geringe Dichte von übrigen Sedimenten. Aufgrund der großen Wasserlöslichkeit geht von Salzgesteinen ein hohes Gefährdungspotenzial aus. Das Eindringen von Wasser in ein Salzvorkommen ist mit größten Veränderungen bis hin zu ihrem völligen Verschwinden verbunden. Die durch Wasserzufluss (auch während eines Bohrvorgangs) ausgelösten Prozesse werden als Ablaugung oder Subrosion bezeichnet. Die unterirdische Ablaugung und Abfuhr des Salzes führt zu einem Massendefizit und der Entstehung von Hohlräumen. Bei geringer Überdeckung und wenig kompetenten Gesteinen in der Überlagerung brechen diese Hohlräume ein und an der Erdoberfläche entstehen kleinräumige Subrosionssenken. Der Bau von Erdwärmesonden in Salzgesteinseinheiten ist aufgrund von Wasserzutritten (Spülung, Grundwasser aus anderen Stockwerken) im Verlauf der Bohrung problematisch.

Störungs-/ Kluftzonen sind relativ lange, schmale Bereiche im Gestein, in denen der Gesteinsverband infolge tektonischer Vorgänge häufig mechanisch zerlegt (zerrüttet) ist und eine Vielzahl unterschiedlich geöffneter Trennflächen auftreten. In solchen „Auflockerungszonen“ sind große Gebirgsdurchlässigkeiten möglich. Aufgrund von Ausfällungen zirkulierender mineralisierter Wässer sind die vorhandenen Wegsamkeiten manchmal sekundär partiell oder auch völlig geschlossen.

Störungs-/Kluftzonen können ein Gefährdungspotenzial aufweisen, wenn beim Anbohren dieser Zonen unter Druck stehende Kluftwässer angetroffen werden. Dies kann zum Aufstieg salinarer Wässer aus tieferen Bereichen in oberflächennahe Grundwasserleiter führen, welche dadurch kontaminiert und für eine Trinkwassergewinnung unbrauchbar werden. Im Falle des Antreffens von „trockenen“ Klüften oder Rissen kann es andererseits zu plötzlichen Spülungsverlusten oder sogar zur raschen Absenkung des Grundwassers in einem darüber befindlichen Grundwasserleiter führen (hydraulischer Kurzschluss). In Verbindung mit einer Auswaschung des Feinkornanteils können dadurch Setzungen auftreten, die Erdfälle oder Gebäudeschäden verursachen.

Fließbewegung, z. B. Fließeande

Mit dem Begriff „**Fließeande**“ werden gut sortierte Feinsande oder feinsandige Schluffe angesprochen, die bei Wasserübersättigung und unter bestimmten Strömungsbedingungen einen Festigkeitsverlust erleiden und ein Fließverhalten aufzeigen. Die als „Fließeande“ bezeichneten lithologischen Einheiten umfassen überwiegend quartäre fluviale Ablagerungen. Bautechnische Probleme mit „Fließeanden“ sind aus dem Berg- und Kanalbau und der Gründung von Gebäuden bekannt. Für das Ausheben von Baugruben im Verbreitungsgebiet von „Fließeanden“ ist ein entsprechender Verbau zur Abstützung der Baugrubenböschungen und eine Wasserhaltung notwendig. Beim Niederbringen von unverrohrten Bohrungen kann Material aus einem durchteuften Fließeandvorkommen in das Bohrloch verfrachtet werden. Das entstehende Massendefizit wird durch Nachbrechen des überlagernden Gesteins ausgeglichen und kann durch einen Absenkrichter an der Erdoberfläche sichtbar werden.

Mineralumbildungen-Quellungen (Anhydrit/Gips, Tonminerale)

Durch den Zutritt von Wasser kann es zu **Mineralumbildungen und -neubildungen** sowie zu **Quellungen** kommen. **Anhydrit** (CaSO_4) kann durch Wasserzutritt gelöst und unter Volumenzunahme als Gips ($\text{Ca}[\text{SO}_4] \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) rekristallisieren.

Künstliche Wasserzutritte zu Anhydritvorkommen können z.B. durch einen hydraulischen Kurzschluss bei Bohrarbeiten und/oder durch Ringraumumläufigkeiten erfolgen.

Mit der Umwandlung des Anhydrits zu Gips erfolgt eine Volumenzunahme, die eine Hebung der Geländeoberfläche zur Folge haben kann. Der Umwandlungsprozess zeigt sich als exotherme Reaktion mit erhöhten Temperaturen im Umfeld (Abgabe von Reaktionswärme). Voraussetzungen für eine Hebung der Geländeoberfläche sind:

- auflastender Gebirgsdruck ist geringer als der Quelldruck,
- Drucksteigerung durch Quellung bestimmter Tonminerale bzw. Kristallisation von Kalziumsulfaten,
- keine überlagernden Schichten, die Volumenzuwachs aufnehmen könnten (Fehlen bereits stark verkarsteter Bereiche),
- Schaffung neuer Wegsamkeiten und ggf. Veränderung des hydraulischen Regimes durch Volumenzunahme und Hebung,
- Drucksteigerung durch zusätzliche Quellung bestimmter Tonminerale.

Grundsätzlich sind sowohl die Mächtigkeit der Überdeckung als auch die Ausbildung des Vorkommens maßgebend für die Einschätzung des Gefährdungspotenzials. Bei geringer Überdeckung (siehe Abbildung 5-2) und hoher hydraulischer Durchlässigkeit erfolgt durch die Züsickerung von Oberflächenwasser eine Umwandlung von Anhydrit in Gips. Durch die Wegführung des gelösten CaSO_4 findet hier oft eine Setzung des Geländes infolge von Gips-Laugung („Gips-Karst“) statt. Mächtige überlagernde und abdichtende Schichten bedingen einen Erhalt des Anhydrit-Vorkommens (siehe Abbildung 5-3).

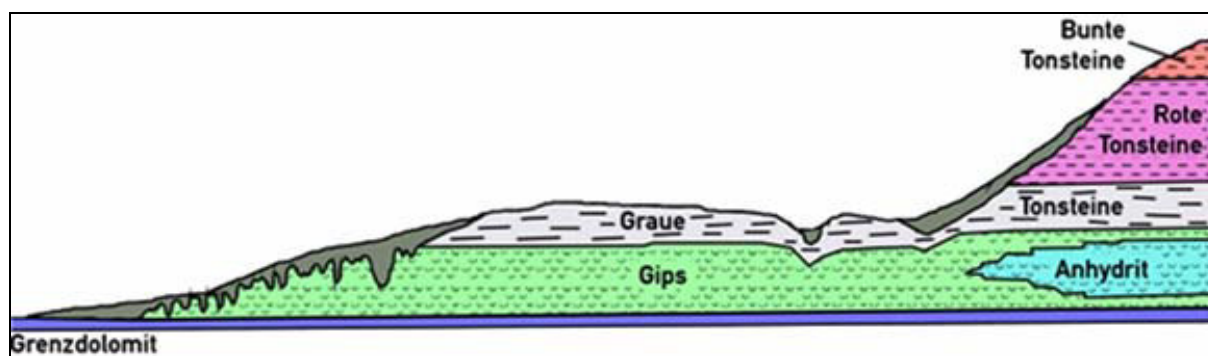


Abbildung 5-2: Gips- und Anhydritvorkommen im Gips-Keuper

Bei geringer Überdeckung erfolgte eine vollständige Umwandlung von Anhydrit zu Gips. Hier besteht ein Gefährdungspotenzial durch Auslaugung von Gips und eine nachfolgende Geländesetzung (Quelle: LfU Bayern).

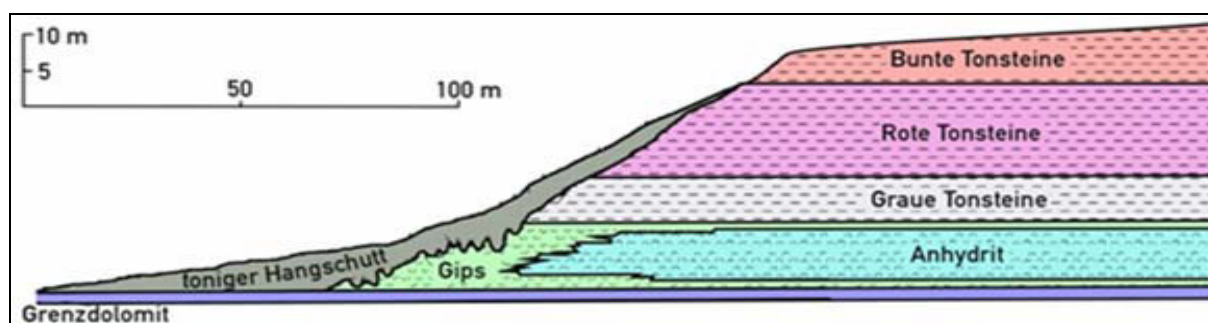


Abbildung 5-3: Gips- und Anhydrit-Vorkommen im Gips-Keuper.

Aufgrund mächtiger Überdeckung (größer 20 Meter) bleibt Anhydrit erhalten. Hier geht ein Gefährdungspotenzial durch Volumenzunahme nach Wasserzutritt z. B. durch eine Bohrung oder Ringraum-Umläufigkeiten von den Anhydrit-Körpern aus (Quelle: LfU Bayern).

Hebungsprozesse werden auch durch **quellfähige Tonminerale** ausgelöst. Besonders Dreischichttonminerale (Montmorillonit, Illit und Vermiculit) können Wasser aufnehmen, speichern und wieder abgeben. Sie sind damit quellfähig oder aufweitbar.

Wasserentzug führt zu einem Schrumpfprozess. Je nach den vorliegenden Randbedingungen können damit Hebungen und Senkungen der Erdoberfläche einschließlich der darauf befindlichen Bauwerke verbunden sein. Die Setzungen und Hebungen verlaufen in Abhängigkeit der Wasserführung im Untergrund und der Belastungen durch Gebäude überwiegend ungleichmäßig.

Ausgasungen

Unter bestimmten geologischen und tektonischen Gegebenheiten können bei Bohrungen **Gasvorkommen** angetroffen werden. Dabei gehen von den verschiedenen Gasbestandteilen unterschiedliche Gefährdungen aus. Die brennbaren Kohlenwasserstoffkomponenten im natürlichen Erdgas wie Methan, Ethan, Propan und Butan besitzen eine Explosions- und Brandgefahr. Stickstoff und Kohlendioxid können zur Vergiftung und zum Erstickten infolge von Sauerstoffmangel führen. Bei Bohrungen in der Umgebung von potenziellen Speichergesteinen wie porösen Sand- und Kalksteinen oder gasführenden Grundwässern sind Gasaustritte an der Erdoberfläche möglich.

5.1.3 Geotechnische Gefährdungspotenziale

Neben den zuvor beschriebenen natürlichen untergrundbedingten Gefährdungspotenzialen können durch menschliche Eingriffe neue Gefährdungspotenziale entstehen, die als geotechnische Gefährdungspotenziale bezeichnet werden. Hierzu gehören künstlich geschaffene Hohlräume.

Beim Anbohren dieser Hohlräume kann es zu Grundwasserabsenkungen, Setzungen, Spülungsverlusten oder Verlust des Bohrwerkzeuges kommen. Wasserzufuhr in mit Laugen gefüllten Hohlräumen kann unter bestimmten Randbedingungen auch eine erneute Lösung von Evaporitgesteinen verursachen, die ebenfalls zur Senkenbildung (Erdfälle) im oberflächennahen Bereich führt.

Im Untergrund verborgene unbekannte Deponien oder Altlasten können beim Durchbohren zur Kontamination des Grundwassers führen. Weiterhin können unter Druck befindliche giftige Gase und/oder Flüssigkeiten an der Oberfläche austreten und die Umwelt schädigen.

5.1.4 Technische / anthropogene Gefährdungspotenziale

Zu den technischen / anthropogenen Gefährdungspotenzialen zählen unerwartete Temperaturänderungen im Untergrund bzw. Grundwasser, unzureichende und nicht beständige Abdichtungen, unsachgemäß gewählte oder falsch eingesetzte Bohrverfahren, Materialschäden und mangelnde Qualifikation von Planern und Bohrtrupps bis hin zur grob fahrlässigen Planung und Ausführung einer Anlage.

Durch eine **Temperaturänderung** im Untergrund entsteht, je nach Entzugsleistung und –dauer, ein mehr oder weniger stark ausgeprägter thermischer Entzugstrichter. Der Temperaturabsenkestrichter erzeugt einen horizontalen Temperaturgradienten und somit einen lateralen Wärmefluss.

Nachteilige Temperaturänderungen bei Erdwärmeanlagen liegen vor, wenn die natürliche Regenerierungsfähigkeit des Erdreichs in der betriebsfreien Zeit (innerhalb der Betriebsjahre) nicht ausreicht, um die ungestörte natürliche Untergrundtemperatur wieder zu erlangen. Dabei handelt es sich entweder um eine deutliche Abkühlung bis hin zur Vereisung durch eine übermäßige Wärmenutzung der Anlage oder um eine signifikante Aufheizung des Untergrundes im Falle einer nicht angepassten Klimatisierung von Gebäuden und des damit einhergehenden Wärmeeintrages in den Untergrund.

Die Bedeutung von Temperaturveränderungen sowie die tatsächlichen nachteiligen Folgen und die daraus resultierenden maximal akzeptierbaren Temperaturgrenzen, insbesondere bei Wärmespeicherung, sind noch nicht hinreichend erforscht und werden in der Vielzahl der Regelwerke, Leitfäden und Genehmigungen nicht ausreichend berücksichtigt.

In Abhängigkeit von der Höhe der Überbeanspruchung kann es in unterschiedlichem Maße zu nachteiligen chemischen, biologischen und physikalischen Veränderungen des Grundwassers kommen, welche wiederum unterschiedliche Auswirkungen auf das Ausbaumaterial und das Erdreich haben können.

Temperaturabsenkungen führen bei Erdwärmesonden z. B. bei häufigen Frost-Tau-Wechseln zur Beschädigung des Verpressmaterials. Ebenso können Unterdimensionierungen von Einzelsonden oder Sondenfeldern Vereisungen verursachen, die bis in das Gebirge reichen können.

Ein wichtiger Bestandteil beim Einbau und Betrieb von Erdwärmesonden ist das Verpress- oder Verfüllmaterial. Die Verpressung des Ringraumes muss eine dauerhaft dichte, physikalisch und chemisch stabile Einbindung der Erdwärmesonde in das umgebende Gestein gewährleisten und für die jeweilige Einsatztemperatur geeignet sein.

Eine **unzureichende Abdichtung** des Ringraumes einer Erdwärmesonde liegt vor, z. B. bei:

- nicht vollständiger Ummantelung der Sondenrohre zum Schutz vor Punktlasten und zum Schutz des Grundwassers bei Leckagen,
- mangelnde Abdichtung der durch die Bohrung entstandenen möglichen vertikalen Wegsamkeiten,
- mangelnde thermische Anbindung der Sonde an den Untergrund sowie
- Verwendung von Verpressmaterial, welches z. B. nicht dauerhaft beständig ist

- nicht sachgerechtes Anmischen oder Einbringen des Verpressmaterials

Die richtige Wahl des **Bohrverfahrens** ist grundlegend für die fachgerechte Errichtung einer Erdwärmesondenanlage. Die Wahl des Bohrverfahrens und der Einsatz der Bohrgeräte ist gemäß DIN 18301 Sache des Auftragnehmers.

Materialschäden mit Relevanz für den Untergrund sind auf die erdseitig verbauten Materialien wie Sonde und Verfüllmaterial zu beziehen.

Beschädigungen durch Einkerbungen oder Riefen können bei PE-Sonden zur Rissbildung führen. Eine UV-Bestrahlung während der Lagerung und eine Missachtung der Temperaturbeständigkeit des Sondenmaterials insbesondere bei Wärmespeicherung können zur Alterung des Materials führen. Missachtung von Biegeradien und Druckbelastung können ein Abknicken der Rohre verursachen. Ein Nichtbeachten der einschlägigen Schweißvorschriften kann Beschädigungen oder unzureichende Verbindungen von PE-Rohren hervorrufen.

Da die Energiegewinnung mittels Erdwärmesonden relativ jung ist und die Betriebsdauer i. d. R. auf mindestens 20 bis 30 Jahre ausgelegt wird, gibt es hinsichtlich Beständigkeit, Materialschäden und Rückbau bzw. Außerbetriebnahme noch wenig Erfahrungswerte.

Als problematisch sind Erdwärmesonden zu betrachten, die später schlecht bis gar nicht mehr zugänglich sind, zum Beispiel, wenn die Sonden unter der Bodenplatte eines Gebäudes liegen oder aber ein Zugang für etwaige Arbeiten nicht mehr vorhanden ist. Die Auswirkungen von Materialschäden (Sonden, Abdichtungsmaterial) auf das Grundwasser umfassen vor allem geohydraulische und geochemische Veränderungen (siehe 5.1.1).

Anthropogene Gefährdungspotenziale beruhen im Wesentlichen auf einer die möglichen (technischen) Risiken nicht berücksichtigenden Planung und Ausführung geothermischer Anlagen. Problematisch ist in diesem Zusammenhang, dass durch die anhaltend große Nachfrage nach Erdwärmesondenanlagen die Zahl unzureichend qualifizierter Planer und Bohrfirmen zugenommen hat.

5.2 Auswirkungen auf das Grundwasser

5.2.1 Geohydraulische Auswirkungen

5.2.1.1 Absenkung des Grundwassers

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Wird durch eine Erdwärmeförderung eine hydraulische Verbindung zweier ansonsten getrennter Grundwasserstockwerke verursacht, so kann dies bei unterschiedlichen hydraulischen Druckhöhen und einer unzureichenden Abdichtung des Bohrlochs zu einem Übertritt von Wasser aus einem in das andere Stockwerk führen.

Beispiel

Etwa zwei Wochen nach Beginn der Bohrarbeiten für eine Erdwärmesonde wurde ein Sinken des Grundwasserspiegels in einer nur rund 200 m entfernten Messstelle des Landesgrundwassermessdienstes Hessen beobachtet. Die Absenkung erfolgte deutlich bis unter die seit 1960 wöchentlich gemessenen Grundwasserstände und führte schließlich ab sechs Wochen nach Beginn der Bohrarbeiten zu einem Trockenfallen der Messstelle. Die Landesgrundwassermessstelle wurde daher Mitte 2009 aufgegeben. Aufgrund der räumlichen Nähe der Erdwärmesondenbohrung und des zeitlich kurz daraufhin stattfindenden Trockenfallens der nahe gelegenen Landesgrundwassermessstelle, wird vom Hessischen Landesamt für Umwelt und Geologie von einem kausalen Zusammenhang ausgegangen.

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Durch eine Begrenzung der Bohrtiefe einer Erdwärmesondenanlage auf das jeweils oberste Grundwasserstockwerk können hydraulische Verbindungen sicher vermieden werden.

Erfolgen Eingriffe bis in tiefere Stockwerke, können durch eine sachgerechte Abdichtung (Verpressung) des Ringraums der Erdwärmepbohrungen nach Einbau der Sonden hydraulische Verbindungen von Grundwasserstockwerken in der Regel ausgeschlossen werden. Da der Stockwerksbau nicht immer sicher erkannt werden kann, sollten Erdwärmepsondenbohrungen grundsätzlich vollständig verpresst werden.

Die Erfahrung zeigt jedoch, dass es insbesondere in Gebieten mit deutlicher Verkarstung oder Zerklüftung des Untergrundes oder beim Vorkommen stark gespannter (= unter Druck stehender) Grundwässer zu einer unzureichenden Verpressung von Bohrlöchern kommen kann.

5.2.1.2 Anhebung des Grundwasserspiegels

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Eine Erhöhung bzw. ein Anstieg des Grundwasserspiegels kann sowohl in Folge der Errichtung von Erdwärmepsondenanlagen als auch bei der Nutzung mit Brunnenanlagen (Wasser / Wasser-Anlagen) auftreten.

Bei der Errichtung von Erdwärmepsondenanlagen kann es beim Antreffen gespannten Grundwassers durch eine Druckentlastung zu einem Anstieg des Grundwasserspiegels im hangenden Grundwasserleiter kommen. Gleiches kann bei Antreffen von hydraulisch wirksamen Störungs- bzw. Kluftzonen oder von Hohlräumen (z. B. Karst, Altbergbau) erfolgen. Dieses ist in der Regel nur temporär während des Bohrvorgangs zu beobachten. Im Bohrloch aufsteigende Grundwässer können die Bohrarbeiten bzw. die Bohrlochverpressung nach dem Einbau der Sonde beeinträchtigen.

Im Fall unzureichend abgedichteter Ringräume von Erdwärmepsonden kann dieses auch dauerhaft erfolgen. Neben der Anhebung des Grundwasserspiegels kann es hierbei auch zur Vermischung von hydrochemisch unterschiedlichen Grundwässern kommen.

Bei Wasser / Wasser-Nutzungen (Förder- und Schluckbrunnen) kann es im Bereich des Schluckbrunnens zum Aufstau von Grundwasser kommen. Ursachen dafür sind z.B. unterdimensionierte Schluckbrunnen oder die Unkenntnis bzw. Nichtbeachtung der Grundwasserpotenziale sowie die hydrochemische Zusammensetzung des Grundwassers.

Beispiel

In Baden-Württemberg wurde durch eine unzureichende bzw. fehlende Abdichtung des Ringraums von zwei Erdwärmepsondenbohrungen ein Grundwasserstockwerk im Keuper mit dem liegenden Grundwasserstockwerk des Muschelkalks verbunden und ein stockwerksübergreifender Grundwasserfluss ermöglicht. Die Druckspiegelhöhe des Grundwassers im tieferen Grundwasserstockwerk (Oberer Muschelkalk) stieg um mehr als 2,5 m an, wodurch es, neben den durch die Absenkung bedingten Schäden (Gebäudeschäden), u. a. auch zu Durchmischungen und einer Veränderung der Grundwasserfließrichtung kam.

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Erdwärmepsonden

Bereits zu Beginn der Planung der Erdwärmepsondenanlage sind Informationen zur geologischen und hydrogeologischen Standortsituation einzuholen, um Grundlagen für die Auswahl des Bohrverfahrens und der zu verwendenden Verpressmaterialien zu erhalten und um die standortspezifischen Verhältnisse zu berücksichtigen. Dies ist erforderlich, damit das Bohrunternehmen mit der entsprechenden technischen Ausrüstung in der Lage ist, z. B. gespannte oder artesisch gespannte Verhältnisse sicher beherrschen zu können.

Weiterhin muss das Verpressmaterial an die geologische und hydrogeologische Situation angepasst sein, um z. B. durch Einsatz von geeignetem Material eine dauerhafte Abdichtung unterschiedlicher Grundwasserkörper und/oder von Artesern zu gewährleisten. Um diese dauerhafte Dichtheit des Verpressmaterials zu garantieren, muss dieses zudem an den Grundwasserchemismus angepasst sein (saure Grundwässer, Sulfatbeständigkeit etc.).

Ebenso ist die ausreichende Dimensionierung der Erdwärmesondenanlage eine Grundvoraussetzung, um die dauerhafte Dichtheit der Ringraumverpressung zu erhalten. Da bislang kein allgemein anerkanntes Prüfverfahren zum Nachweis der Frost-Tauwechselbeständigkeit der Verpressmaterialien vorliegt, kann der Nachweis einer Frost-Tauwechselbeständigkeit noch nicht erbracht werden. Anlagen sind somit so zu dimensionieren, dass ein Durchfrieren der Ringraumverpressung vermieden wird.

Bei bekanntem Grundwasserstockwerksbau kann mit einer Bohrteufenbegrenzung auf den oberen Grundwasserleiter eine Verbindung mehrerer Grundwasserleiter vermieden werden.

Brunnendublettenanlagen

Bei der Planung von geothermischen Wasser / Wasser-Anlagen (Förder- und Schluckbrunnen) ist die Kenntnis der geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse eine Grundvoraussetzung. Mit entsprechenden hydrogeologischen Voruntersuchungen sind sowohl die Gewinnbarkeit wie auch die Wiedereinleitung des geförderten Grundwassers zu testen. Mit diesen Testergebnissen ist dann eine Dimensionierung der Anlage so durchzuführen, dass durch die Grundwassernutzung keine dauerhaft schädlichen Auswirkungen zu besorgen sind.

5.2.1.3 Artesischer Austritt von Grundwasser

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Artesisch gespanntes Grundwasser tritt auf, wenn das hydrostatische Druckniveau des gespannten Grundwassers über dem Höhenniveau der Erdoberfläche liegt. Dies kann, bei unerwartetem Antreffen und/oder bohrtechnisch nicht beherrschtem Austritt, zu nachteiligen Auswirkungen führen, die ggf. auch dauerhaft sind. Der Austritt artesisch gespannten Grundwassers kann, im Vergleich zu möglichen nachteiligen Auswirkungen beim Erbohren von „nur“ gespanntem Grundwasser, nicht nur die hydraulischen und hydrochemischen Verhältnisse negativ beeinflussen, sondern, durch den oberflächigen Wasseraustritt, auch größere Schäden für das Bauvorhaben und sein Umfeld zur Folge haben. Diese können sowohl bauzeitlich kurz, aber auch langfristig auftreten. Wie zahlreiche Beispiele aus den Erhebungen der Staatlichen Geologischen Dienste zeigen, erfolgt das Antreffen von artesisch gespanntem Grundwasser oft überraschend und unvorbereitet.

Als Hauptprobleme, die infolge artesischer Druckverhältnisse resultieren können, sind das unkontrollierte oberflächige Austreten von Grundwasser beim Abteufen der Bohrung sowie eine nicht ausreichende Abdichtung des Ringraumes des Bohrlochs zu nennen. Beobachtbare nachteilige Auswirkungen sind von verschiedenen Fällen bekannt, wobei hier nur die originär „artesisch“ bedingten, d.h. an der Geländeoberfläche auftretenden Auswirkungen genannt werden.

Besonders problematisch sind so genannte „verwilderte“ Arteser, bei denen es zu Grundwasseraustritten abseits des eigentlichen Bohransatzpunkts kommt. Der Grundwasseraustritt erfolgt hierbei aufgrund von Schwächezonen im Gebirge in der Umgebung und z. T. auch auf benachbarten Grundstücken.

Beispiele

Ein verwilderter Arteser ist im November 2009 in Wiesbaden aufgetreten (siehe Abbildung 5-6). Ein weiterer artesischer Austritt wurde, bisher einmalig, bedingt durch eine unzureichende, nicht stabile Abdichtung, erst mehrere Jahre nach Abschluss der Baumaßnahme beobachtet. Die noch nicht abschließend geklärte Ursache liegt vermutlich in einer frost-/tauwechselbedingten Schwächung der Abdichtung nach einem sehr kalten Winter mit einer nicht ausreichend dimensionierten Erdwärmesonde. In vereinzelten Fällen kam es mit dem aufsteigenden Grundwasser auch zum Austrag von Feinanteilen der Sedimente des Untergrunds, was z. T. zu erheblichen Verschmutzungen führte (Abbildung 5-4). Aufgrund des Materialaustrags besteht die Gefährdung durch Setzungen des Untergrundes, bzw. von Einbrüchen an der Geländeoberfläche.



Abbildung 5-4: Artesischer Grundwasseraustritt mit Ausspülung von Feinmaterial (Quelle: LRA RV).



Abbildung 5-5: Artesischer Grundwasseraustritt einige Meter neben einer EWS-Bohrung (Quelle: LGRB).

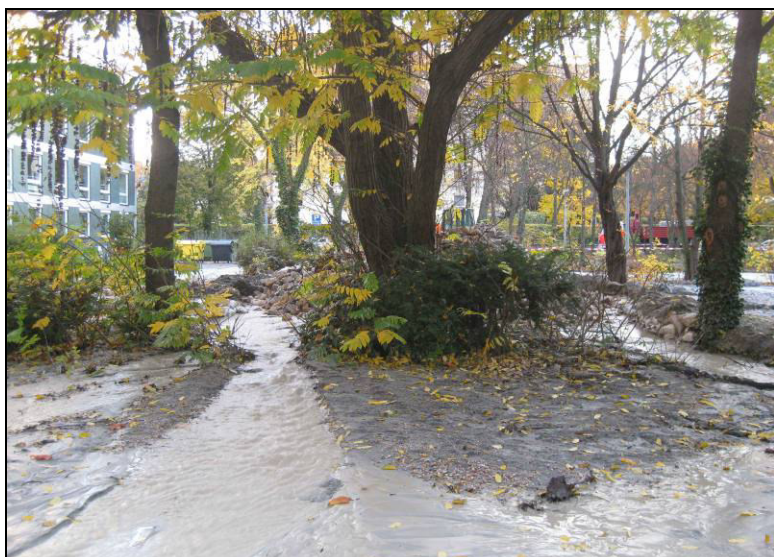


Abbildung 5-6: Verwilderter Arteser in Wiesbaden (Quelle: HLUG).

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Bei einer sorgfältigen Planung und einer vorzeitigen Information über die geologischen / hydrogeologischen Verhältnisse am Standort lässt sich diese Auswirkung verringern. Durch das Vorhalten einer entsprechenden bohrtechnischen Ausrüstung kann der Arteser „beherrscht“ werden, so dass keine nachteiligen Auswirkungen auftreten. Um einen vorhandenen Arteser während des Bohrvorgangs überhaupt erkennen zu können, ist der Einsatz eines geeigneten Bohrverfahrens, ggf. bei zu erwartendem Auftreten der Einbau eines Sperrrohres, das Vorhalten geeigneter schwerer Spülmittelzusätze und eines geeigneten Packersystems oder eines Preventers zum verlässlichen Absperren erforderlich.

5.2.2 Hydrochemische Auswirkungen

5.2.2.1 Mischung und Ausfällungen in Wässern

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Wichtig für einen effizienten Betrieb von Wasser / Wasser-Wärmepumpenanlagen sind die Grundwasserbeschaffenheitsdaten des genutzten Grundwasserleiters am Planungsstandort. Neben der Grundwassertemperatur sind dies die hydrochemischen Daten und der geologische Aufbau des Grundwasserleiters.

Publikationen und Leitfäden betonen zwar, dass die hydrochemischen Verhältnisse zu überprüfen sind. Als Grenzwerte, oberhalb derer es zu unerwünschten Reaktionen kommen kann, werden z. B. für Mangan > 0,2 mg/l und für Eisen > 0,5 mg/l genannt, wobei darauf zu achten ist, dass die Probendaten repräsentativ für das genutzte Grundwasser sind. Hierbei ist auf eine mögliche hydrochemische Schichtung mit unterschiedlichen Redoxverhältnissen zu achten.

Bei einer Mischung unterschiedlicher Wässer und bei Sauerstoffzutritt erfolgt die Oxidation des gelösten Eisen und Mangans. In Folge dessen bilden sich Verockerungsbeläge in den Leitungen, am Wärmetauscher und besonders im Schluckbrunnen, wenn dort sauerstoffhaltiges Wasser mit dem vorhandenen gelösten Eisen und Mangan in Kontakt kommt. Dies kann Sanierungskosten verursachen und/oder zu einer Aufgabe der Anlage führen.

Beispiel

Abbildung 5-7 zeigt den Zustand eines Schluckbrunnens in Dessau (Sachsen-Anhalt). Bereits drei Monate nach Inbetriebnahme war der Brunnen nicht mehr funktionstüchtig. Neben einer Verockerung kam es hier auch zu Versinterung, so dass der Brunnen trotz Bemühungen einer Regenerierung aufgegeben werden musste.

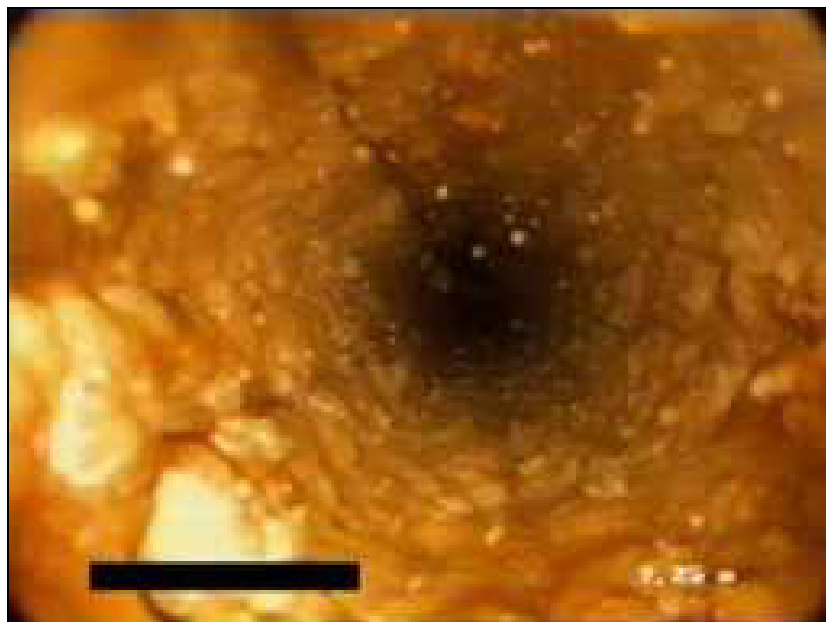


Abbildung 5-7: Verockerung in einem Schluckbrunnen (Quelle: LAGB LSA).

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Vor Planung einer Wasser / Wasser-Anlage sollte die hydrochemische Zusammensetzung des Grundwassers geprüft werden und bei erhöhten Konzentrationen ggf. von der Errichtung einer Anlage abgesehen werden.

Bei der technischen Ausführung ist auf einen Abschluss des Wasserkreislaufes gegenüber Sauerstoff zu achten.

5.2.2.2 Lösung/Mobilisierung

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Bei Erdwärmesonden, Spiralrohren, CO₂-Pipes etc. mit größeren Tiefen als ca. 10 m ist vor allem der Ausbau in Bezug zur Geologie bzw. hydrostratigrafischen Abfolge entscheidend für eine mögliche Beeinflussung der Grundwasserbeschaffenheit. Werden Grundwasserstockwerke mit unterschiedlicher natürlicher Beschaffenheit und unterschiedlichen Druckniveaus miteinander verbunden, kommt es zu einem Austausch verschiedener Wässer. Dieser kann einerseits z. B. eine Erhöhung der Mineralisation beim Aufstieg höher mineralisierter tiefer Grundwässer bewirken, andererseits eine Verlagerung von Stoffen anthropogener Herkunft aus oberflächennahen Grundwasserstockwerken in tiefere Grundwasserstockwerke (z.B. Erhöhung der Nitratkonzentrationen, Eintrag von Pestiziden, Verkeimung, Eintrag von organischen Lösungsmitteln) bewirken. Die Mischung unterschiedlicher Grundwässer ist Ursache einer Vielzahl von Reaktionen, wie Stoffausfällungen, Adsorptionsvorgänge etc. führen, die die Grundwasserbeschaffenheit verändern können.

Auch bei geothermischen Brunnenanlagen ist durch die Entnahme und Rückführung aus bzw. in den Grundwasserleiter eine Vielzahl von Änderungen der Grundwasserbeschaffenheit möglich. Dabei wird vorausgesetzt, dass Förderung und Wiedereinspeisung des Grundwassers in den gleichen (meist oberflächennahen) Grundwasserleiter erfolgen.

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Für Wasser / Wasser-Anlagen sind die hydrogeologischen Randbedingungen (hydraulisch, hydrochemisch) vor Anlagenerrichtung zu klären. Neben einer Probebohrung, mit sorgfältiger Erfassung der geologischen Schichtdaten, sollte eine repräsentative Wasserprobe entnommen und neben den Vorort-Parametern (Leitfähigkeit, Temperatur, Sauerstoffkonzentration und Redoxpotenzial) die Eisen- und Mangan-Konzentrationen bestimmt werden.

5.2.2.3 Stoffeintrag (z.B. bei/von Schadenfällen)

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Durch einen Stoffeintrag von der Geländeoberfläche (z. B. beim Bohren, einen Eintrag durch Verschleppung oder eine Leckage einer Sonde im Untergrund) können Schadstoffe in das Grundwasser gelangen. Der Eintrag kann über folgende Wege erfolgen:

- Eintrag beim Bohrprozess,
- Eintrag über einen undichten Ringraum nach Errichten der Erdwärmesonde,
- Eintrag von Wärmeträgerflüssigkeit aus der Erdwärmesonde.

Während des Bohrprozesses ist der Eintrag von Schadstoffen aus der Bohrspülung heraus oder über das Verschleppen möglich. Eine fehlende oder fehlerhafte Ringraumabdichtung der Sonden kann zu Zutritten von Schadstoffen in den Grundwasserleiter, bzw. zu einem Übertritt von Inhaltsstoffen über einen Trennhorizont hinweg führen. Erdwärmesonden sind mit einer Wärmeträgerflüssigkeit gefüllt, welche bei Leckage der Sonde und gleichzeitig nicht vollständig mit Verpressmaterial umhüllter Sonde austreten und in das Grundwasser gelangen kann.

Bei HD-PE-Rohren als Sondenmaterial und dem Fehlen von Abstandshaltern kann es beim Einbau zu irreversiblen Beschädigungen der Sondenrohrwand kommen, die spätere Leckagen nach sich ziehen können [DVGW (2008)].

Beispiel

Ein Schaden kann durch einen anthropogen eingetragenen Stoff, aber auch durch geogen vorhandene Stoffe des Grundwassers erfolgen. Der Eintrag von Schadstoffen (anthropogen bzw. geogen) über undichte Ringräume kann oft erst nach Jahren eintreten oder bemerkt werden und ist meist nicht sofort feststellbar. Zudem können die Schadstoffquellen zeitlich und mengenmäßig unbegrenzt zur Verfügung stehen. Bei nicht ordnungsgemäßer Abdichtung können über den Ringraum Schadstoffe in das bisher nicht kontaminierte Grundwasser gelangen (siehe Abbildung 5-8).

Im Bereich eines Parkplatzes wurden Absenkungen an der Oberfläche beobachtet. Kontrollen ergaben, dass die Hinterfüllung für ein Erdwärmesondenfeld keine Abdichtung sondern nur über eine Kiesschüttung realisiert wurde. Dies führte über den Ringraum zum Zutritt von Öl in den Grundwasserleiter.

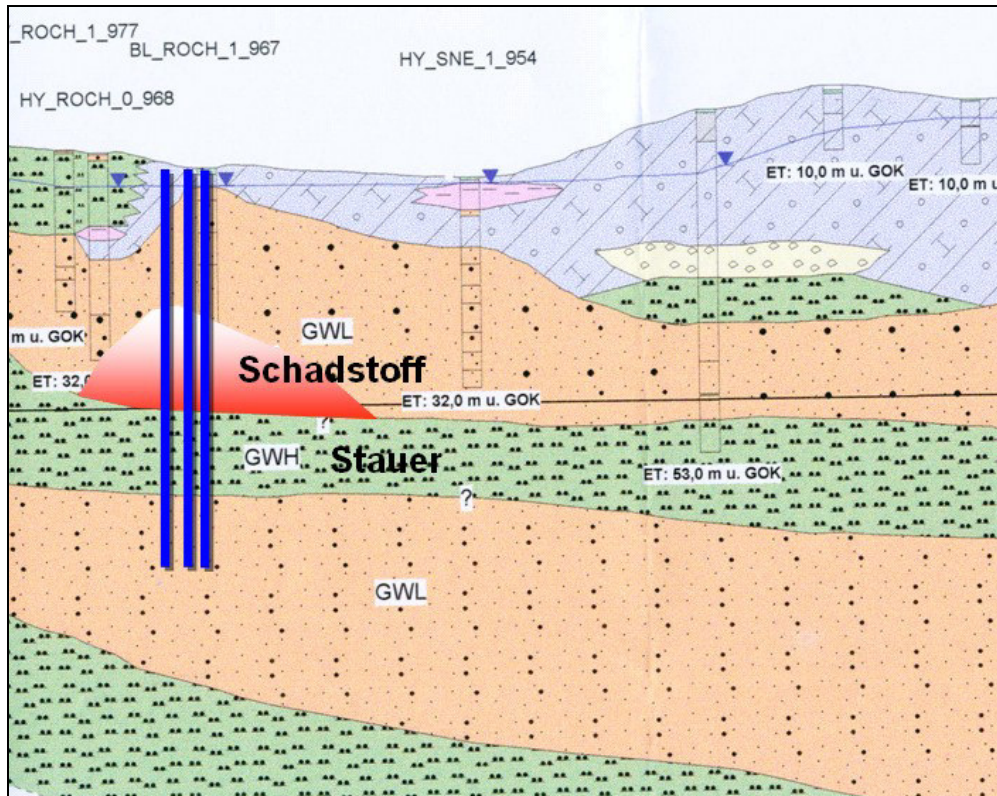


Abbildung 5-8: Geologische Situation in Sachsen-Anhalt – Verschleppung eines Schadstoffs in den GWL durch den Bohrvorgang (Quelle: LAGB).

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Nach Möglichkeit sollte das Durchteufen von grundwasserschützenden Stauern nicht erfolgen. Im Bereich von Schadstoffherden sollten keine Erdwärmesondenanlagen errichtet werden.

Der Bohrlochringraum um die Sonde sowie der Bereich zwischen den Sondenrohren sind vollständig und hohlraumfrei zu verfüllen. Für geothermische Zwecke entwickelte Hinterfüllbaustoffe, die ein verbessertes Verhalten bei Frost-Tauwechseln und Beständigkeit gegen Sulfatwässer aufweisen, sollten standardmäßig zum Einsatz kommen.

Das Wärmeträgermedium ist so zu wählen, dass im Fall einer Sondenleckage eine Grundwasser- und Bodenverschmutzung möglichst gering gehalten wird. Die meisten Richtlinien und Leitfäden enthalten deshalb eine Auflistung von erlaubten Stoffen, die entsprechend der VAWS trotz möglicher Zusätze, z.B. Korrosionsinhibitoren der Wassergefährdungsklasse 1 angehören. Für Erdwärmesondenanlagen in Trinkwasserschutzgebieten kann ein Betrieb mit dem Wärmeträgermedium „Trinkwasser“ eine Option sein, um eine Gefährdung, die vom Wärmeträgermedium ausgeht, zu vermeiden. Nach Sondereinbau ist die Dichtheit der Sonden zu prüfen und nachzuweisen.

5.2.3 Thermische Auswirkungen

Die thermische Beeinflussung (Abkühlung, Erwärmung) des Untergrundes bzw. des Grundwassers ist eine direkte Folge geothermischer Nutzungen. In welcher Größenordnung bzw. Reichweite diese Beeinflussung akzeptiert wird, ergibt sich einerseits aus anlagentechnischen/planerischen Vorgaben (z.B. VDI-Richtlinie 4640), aus den Beständigkeiten der eingesetzten Materialien und aus wasser- und bergrechtlichen Vorgaben.

Während die Abkühlung des Untergrundes bzw. Grundwassers von Seiten des Grundwasserschutzes in der Regel als weniger problematisch als die Erwärmung angesehen wird, führt insbesondere eine zu starke Abkühlung und die damit verbundene Eisbildung im Untergrund zu unerwarteten Auswirkungen. Grund ist die mit der Eisbildung verbundene Volu-

menänderung, die zu einer mechanischen Verdrängungsbeanspruchung der Bohrlochverfüllung und des Gebirges führen kann.

Bei geothermischen Brunnenanlagen können Vereisungen nur in der Wärmepumpe auftreten, was zum Abschalten der Anlage führt.

5.2.3.1 Erwärmung

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Durch nicht fachgerechte Auslegung der Erdwärmeanlage kann es zu einer dauerhaften Erwärmung des Grundwassers kommen, wenn ein höherer Wärmeeintrag als Wärmeentzug aus dem Untergrund erfolgt. Die Reichweite der Untergrund- bzw. Grundwassererwärmung ist im Falle von geothermischen Brunnenanlagen höher als bei Erdwärmesonden.

Auswirkungen auf das Lösungsgleichgewicht auf Inhaltsstoffe des GW sind aufgrund der i.d.R. geringen Temperaturen nicht zu erwarten. Ein Einfluss auf die mikrobiologische Aktivität ist möglich.

Beispiele

Dem HLOG sind verschiedene geothermische Anlagen bekannt, bei denen entgegen der Planung und der Genehmigung mehr Wärme in den Untergrund abgeführt wird, als im gleichen Betrachtungszeitraum (z. B. ein Jahr) entnommen wird. Ursächlich sind bei diesen Fällen Fehler in der Heiz- bzw. Kältebedarfsermittlung.

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Vorgabe eines thermisch ausgeglichenen Betriebs.

5.2.3.2 Abkühlung

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Der Grund für eine übermäßige Abkühlung des Untergrundes ist in der Regel eine unterdimensionierte, nicht an den Wärmebedarf des Nutzers/ des Gebäudes angepasste geothermische Anlage. In Einzelfällen kann aber auch eine unsachgemäße betriebliche Nutzungsdauer die Ursache sein.

Der Entzug von Wärme aus dem Untergrund bzw. Grundwasser führt zu deren Abkühlung. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen der (a) geplanten, zeitlich begrenzten und wiederkehrenden Abkühlung im Regelheizbetrieb und der (b) nicht geplanten, übermäßig starken und/oder lang anhaltenden Abkühlung.

Im Regelfall (a) beträgt die mittlere Abkühlung des Untergrundes bzw. des Grundwassers an der Bohrlochwand bei einer nach der VDI-Richtlinie 4640 ausgelegten Erdwärmesondenanlage nach rund 25-jährigem Betrieb wenige Kelvin. Die messbare Reichweite der Abkühlung beträgt kaum mehr als 10 – 20 m. Während die Auswirkungen des Regelfalls auf den Untergrund grundsätzlich unproblematisch sind, sind Auswirkungen auf die Bohrlochverfüllung möglich, wenn diese nicht frost-tauwechselbeständig ist.

Die übermäßige Abkühlung (b) führt zu einer entsprechend starken Abkühlung des Untergrundes bzw. Grundwassers mit größeren Reichweiten. LENARDUZZI et al. (2000) berichten über Funktionsprobleme und die Schädigung von Erdwärmesonden infolge Quetschung durch das Gefrieren des Untergrundes mit Eislinnenbildung.

Bei geothermischen Brunnenanlagen ist die Abkühlung des Grundwassers insgesamt kleiner, jedoch ist ihre Reichweite größer, als bei Erdwärmesonden.

Änderungen der Temperaturverhältnisse im Grundwasser können zu Veränderungen der geochemischen Lösungsgleichgewichte (ARNING et al. 2006) führen. Aufgrund der im Falle der oberflächennahen Erdwärmennutzung in der Regel geringen Temperaturen sind Auswirkungen hier i. d. R. nicht zu erwarten.

Ein wesentlicher negativer Einfluss von Erdwärmesondenanlagen auf Mikroorganismen konnte von SCHIPPERS & REICHLING (2006) nicht bestätigt werden.

Beispiele

Aufgrund fehlender Messungen / Messstellen existieren bisher keine Daten, die eine übermäßige Abkühlung außerhalb einer geothermischen Anlage aufzeigen. Es gibt aber zahlreiche belegte Fälle unterdimensionierter Anlagen (insbesondere Erdwärmesonden), bei denen innerhalb der Sonden deutlich tiefere Temperaturen auftreten als geplant. Diese wiederum verursachen auch im Untergrund eine stärkere Abkühlung als im Rahmen der Planung angenommen.

Den SGD sind verschiedene Erdwärmesondenanlagen bekannt, die aufgrund einer Unterdimensionierung nachträglich durch weitere Erdwärmesonden erweitert wurden. Es ist zudem eine Anlage mit einer deutlichen Eisbildung im Untergrund bekannt (entspricht Beispiel 5.3.1.2 Hebung infolge Vereisung).

Im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) der Schweiz haben BASSETTI et al. (2006) in einer Dokumentation eine Reihe von Vorhaben zusammengestellt, bei denen es aufgrund zu geringer Temperaturen in Erdwärmesonden zu Schäden an der Anlage bis hin zu Hebungen kam.

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Durch eine sachgerechte, auf den Bedarf abgestimmte und die geothermische Situation berücksichtigende Planung, Ausführung und Betrieb einer geothermischen Anlage kann eine zu starke Abkühlung im Untergrund vermieden werden. Weitere Hinweise aufgrund der Auswertung von Schadensfällen geben BASSETTI et al. (2006).

5.2.4 Biologische Auswirkungen

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Geogen und hydrochemisch verursachte natürliche Prozesse im Grundwasser sowie die durch Bergbautätigkeit herbeigeführte oftmals hohe Mineralisation von Grubenwässern stehen in Wechselwirkung mit biologischen Prozessen. Diese biologischen Auswirkungen im Grundwasser und Grubenwasser können als Verunreinigungen, das sog. Fouling bezeichnet werden. Die als Fouling charakterisierten Prozesse werden in verschiedene Typen unterteilt: Die Ausbildung von Biofilmen durch Bakterien und Algen (Biofouling), die Auskristallisation schwerlöslicher Salze (Scaling) sowie die Sedimentation von Sand und Schlamm. Eisen- und Manganausfällungen (Verockerungen) werden ebenso durch biologische, mikrobielle Prozesse gesteuert. Die meisten der Prozesse treten häufig in Kombination auf. Auswirkungen des biologischen Fouling können bei der Geothermienutzung vor allem in offenen Systemen auftreten. Hierbei sind besonders die Grundwassergewinnung über Brunnensysteme sowie die Grubenwassernutzung zu nennen.

Durch lokale Veränderungen der hydrochemischen und geogenen Gegebenheiten können die Konzentration an gelösten organischen und anorganischen Stoffen und damit auch eine Wachstumskomponente für Mikroorganismen erhöht sein. Weiterhin begünstigt die Rückführung von erwärmten Wässern in den natürlichen Kreislauf im Grund- oder Grubenwasser durch einen Temperaturanstieg bei angewandter geothermischer Kühlnutzung das mikrobielle Wachstum. Zusätzlich dazu erhöht sich bei einer geringen Fließgeschwindigkeit des Wassers die Schlammmenge durch die Sedimentation der Schwebfracht und somit die Nahrungsquelle für Mikroorganismen. Diese können feste Oberflächen besiedeln und zum Wachstum gelangen. Vor allem hochmineralisierte milieuhabhängige Grubenwässer weichen meist signifikant in ihrem Chemismus von bergbaulich unbeeinflussten Grundwässern ab. Bei einer Förderung dieses Wassers nach Übertage kann es zu temperatur- und sauerstoffbedingten Ausfällungsprozessen kommen, welche meist mikrobiell gesteuert sind (s. Kapitel 5.5.2). Bei einer Nutzung mittels in das Grubensystem eingebetteten Plattenwärmetauschern können ebenfalls durch Redoxpotenzial-, pH-Wert- und Temperaturänderungen sowie mikrobielle Prozesse Fouling auftreten.

Die genannten Auswirkungen des Biofouling können an technischen, vor allem wärmeübertragenden Anlagenteilen zu Verschmutzungen und somit zu einer Reduzierung der Anlageneffizienz führen. Durch Ausfällungen z.B. in Förderbrunnen muss der benötigte Druck erhöht werden, um die Fließrate im Wärmetauscher aufrecht zu erhalten.

Weiterhin kann eine biologische Verkeimung von Brunnenfiltern bei der Grundwassernutzung zur Verminderung der Anlagenleistung führen. Wenn sich Bakterienfilme auf Rohr- oder Sondenmaterialien ausgedehnt haben, können diese die Wärmeübertragung und den -transport verringern (BELL & MUELLER, 2001). Dies kann insbesondere bei Plattenwärmetauschern auftreten, welche zur Grubenwassernutzung als Matten innerhalb des Grubengebäudes verlegt werden.

Das biologische Fouling im Grundwasser sowie in Grubenwässern als Auswirkung von geothermischer Nutzung (Bildung von Biofilmen, Verkeimung) kann als gering im Vergleich zu physikalisch-chemischen Foulingprozessen (Kristallisation, Verockerung, Korrosion) eingeschätzt werden. Allerdings spielen mikrobielle Prozesse eine ausschlaggebende Rolle bei Lösungs- und Fällungsreaktionen im Grund- und Grubenwasser (z.B. Verockerung) (s. Kapitel 5.2.2.1, 5.2.2.2).

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Bei der Planung einer geothermischen Grubenwasseranlage oder bei Nutzung von Grundwasser über Brunnen sollte vorab eine Analyse der hydrochemischen Parameter sowie der organischen Fracht erfolgen. Weiterhin kann mit Berechnungen von Löslichkeits-Fällungs-Beziehungen der im genutzten Wasser vorkommenden Elementen abgeschätzt werden, mit welchen Temperaturgradienten die Anlage betrieben werden kann.

Ein turbulenter Fluss des Wärmeträgermediums verringert die Sedimentationen von Schwebstoffen und damit das Nahrungsdargebot für Bakterien.

Um eine im wesentlichen durch mikrobielle Prozesse gesteuerte Verockerung der Wärmetauscher zu vermindern, kann das Grubenwasser in einem geschlossenen Kreislauf ohne Sauerstoffzutritt und Druckentlastung geführt werden. Dies beugt der Ausfällung von Eisenhydroxid vor.

Bei der Auswahl der Materialien des Wärmetauschers ist darauf zu achten, dass sie den physiko-chemischen Beanspruchungen durch die warmen und korrosiv wirkenden Grubenwässer standhalten und zudem eine Adsorption von Ausfällungen an den Wandungen weitestgehend verhindern. Hierdurch können die Wartungs- und Unterhaltungskosten erheblich vermindert werden (OFNER & WIEBER, 2008).

5.3 Auswirkungen auf den Untergrund

5.3.1 Hebungen

5.3.1.1 Hebungen infolge Quellvorgängen, Mineralbildung

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Die durch Quellung und Hebung in sulfatführenden Gesteinen verursachten spektakulären Gebirgsverformungen sind, insbesondere im Wirkungsbereich von Tunnelbauwerken, seit mehreren Jahrzehnten bekannt.

Die Ursachen und Mechanismen zum Quellverhalten von Anhydrit und Tongesteinen, die häufig zu Bauverzögerungen als auch zu erheblichen Kostensteigerungen und Folgekosten geführt haben, sind Gegenstand zahlreicher Untersuchungen (HENKE et al. (1975); REIMANN (1991); ANAGNOSTOU (1992), HAUBER et al. (2005); WITTKE et al. (2007); RAUH (2009)). Die hiermit verbundenen Gefährdungspotenziale sind beschrieben in 5.1.2.

Beispiel

Gegen Ende des Jahres 2007 wurden erstmalig als Folge von Bohrungen für ein geplantes geothermisches Vorhaben Schäden an Gebäuden im historischen Altstadtbereich der Stadt

Staufen beobachtet. Nach dem Kenntnisstand ist es der einzige bisher bekannte Schadensfall, der auf Quellungen und Hebungen des Untergrundes als Folge eines Bohrvorhabens zurückzuführen ist.

Die Stadt Staufen i. Br. beabsichtigte, das denkmalgeschützte Rathaus mit einer Erdwärmesonden gekoppelten Wärmepumpenanlage zu heizen und zu kühlen. Hierzu wurden im September 2007 hinter dem Rathaus sieben bis zu 140 m tiefe Erdwärmesonden eingerichtet. Wenige Wochen nach dem Abteufen der Erdwärmesondenbohrungen wurden Risse im renovierten Rathaus beobachtet. Mit geodätischen Messungen wurde ein elliptischer Hebungsbereich nachgewiesen. Er hat eine Länge von ca. 280 m und eine Breite von ca. 180 m. Die Hebung verläuft seit Beginn der Messungen weitgehend linear. Die maximale vertikale Hebungsrate im Hebungszentrum beträgt bis zu 11 mm/Monat.

Der Untergrund im Bereich des Erdwärmesondenfeldes wird unter einer geringmächtigen Quartärüberdeckung von der Schichtenfolge des Mittleren Keupers (Schilfsandstein und Gipskeuper) und des Unterkeupers aufgebaut. Der Gipskeuper enthält Gips und Anhydrit sowie quellfähige Tonminerale. Anhand der Temperaturverteilung in einer der Erdwärmesonden wurde ein Grundwasseraufstieg im Ringraum der Erdwärmesondenbohrung nachgewiesen. Durch die Wasserzutritte in einen ehemals trockenen Gebirgsabschnitt wird eine Umwandlung von Anhydrit in Gips verursacht. Sie ist mit einer erheblichen Volumenzunahme verbunden. Während tonfreie Anhydritgesteine kaum quellen, führen quellende Tonminerale zur Aufweitung des dichten Anhydritgesteins, erhöhen die Wasserwegsamkeit und damit die Sulfatlösung. Weiterhin begünstigen sie mit der weiteren Retardation und Absorption des Wassers zudem die Gipsfällung.



Abbildung 5-9: Hebungsrisse an Gebäuden in Staufen i. Br. (Quelle: LGRB)

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Um die Quellungsvorgänge zu stoppen ist es erforderlich, den Zufluss von Grundwasser in die quellfähigen Gesteine zu unterbinden. Dies erfolgt durch ergänzende Abdichtungen der Ringräume und durch hydraulische Maßnahmen (Absenkung des Grundwasserspiegels). Durch eine Tiefenbegrenzung der Bohrung können Wegsamkeiten in Anhydritgestei-

nen vermieden werden. Weiterhin ist das Erstellen einer dauerhaft dichten, sulfatbeständigen Abdichtung sicher zu stellen.

5.3.1.2 Hebung infolge Vereisung

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Die Bildung eines Eis- bzw. Frostkörpers führt durch die Volumenzunahme gefrierenden Wassers zu einer mechanischen Verdrängungsbeanspruchung der Bohrlochverfüllung und des Gebirges. An der Erdoberfläche kann sich dies oberhalb der Sonden sowie oberhalb der Anbindeleitungen in Form einer Hebung bemerkbar machen. In der Regel schließt sich an die Hebung eine Setzung an (siehe Kapitel 5.3.2).

Die Bildung von Eis- bzw. Frostkörpern ist bei Erdwärmesondenbohrungen ein Hinweis auf eine Unterdimensionierung oder eine betriebszeitliche Übernutzung.

Beispiele

Eine in Hessen im Juni 2006 in Betrieb genommene Erdwärmesondenanlage des Einfamilienhauses lief nahezu drei Jahre zur vollen Zufriedenheit der Eigentümer, bis sich im Februar 2009 das Pflaster über den rund 5 m voneinander entfernten zwei Erdwärmesonden um bis zu 10 cm hob. Die nachfolgend einsetzende Senkung des Pflasters ging so weit, dass es schließlich ab März zur Bildung einer Vertiefung und der nachfolgenden Ausbildung eines Trichters kam.



Abbildung 5-10: Senkungen und Hebungen verursacht durch eingefrorene Zuleitungen einer Erdwärmesondenanlage (BASSETTI et al. 2006).

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Allein durch eine ausreichende, d.h. an die Anforderung der Wärmepumpenanlage und die geothermische Situation angepasste Dimensionierung und einen sachgerechten Betrieb kann die Bildung von Frostkörpern in der Erdwärmesondenbohrung vermieden werden.

Da die mittlere Soletemperatur (Mittelwert von Sondenvor- und Sondenrücklauf) im Wochenmittel nicht unter 0°C sinken darf, ist die Entstehung einer über den Bohrlochradius hinausgehenden Vereisung bei einer ausreichenden Bemessung auszuschließen.

Zuleitungen sollten unterhalb der Frostgrenze mit einer entsprechenden Einbettung verlegt werden, um Hebungen und Senkungen wie im genannten Beispiel zu vermeiden.

Durch die Bereitstellung von geothermischen Planungsgrößen kann dazu beigetragen werden, dass die Anlagenplanung die standörtliche geologisch-geothermische Situation besser berücksichtigt. Die Forderung nach einer VDI 4640-konformen Planung oder auch die Forde-

nung nach einem frostfreien Anlagenbetrieb sind weitere Maßnahmen zur Verhinderung von über den Bohrlochradius hinausgehenden Vereisungen.

5.3.2 Suffosion, Verbruch, Einbruch, Setzung

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Als Verbruchprozess wird in der Ingenieurgeologie und der Geotechnik das schrittweise Übertragen bzw. „Hocharbeiten“ eines Volumen- und damit gleichzeitig Massendefizits im Untergrund in Richtung der Tagesoberfläche bezeichnet. Der bei diesem Prozess entstehende geometrische Körper wird als Verbruch bezeichnet.

Die Ursache für einen natürlichen Einbruch bzw. Erdfall sind Auslaugungen von Salz, Kalk und Gips im tieferen Untergrund. Wenn die Hohlräume zu groß werden, brechen sie zusammen und an der Erdoberfläche sackt der Boden nach.

Unter Suffosion versteht man die Materialverlagerungen bzw. den Abtransport feiner Bodenteilchen im Untergrund durch Wasser. Dabei werden feine Körner eines ungleichförmigen, nichtbindigen Bodens von der Strömungskraft des Wassers aus dem Boden gelöst und durch den vorhandenen Porenraum bzw. durch künstlich geschaffene Hohlräume transportiert. Je nach Umlagerungsgeschwindigkeit bleiben das Volumen und die Struktur des Bodens zunächst erhalten. Aufgrund des zunehmenden Porenraumes, nimmt die Porosität und somit die Durchlässigkeit für Wasser zu. Die Stabilität kann plötzlich abnehmen, und es besteht die Gefährdung eines Zusammenbruches und einer Sackung an der Erdoberfläche.

Die Ursachen für einen Verbruch / Einbruch hängen in der Regel mit natürlichen oder künstlichen Hohlräumen und einem unerwarteten Materialtransport zusammen. Natürliche Hohlräume entstehen durch Verkarstungsvorgänge, starke Klüftung oder Störungszonen. Künstliche Hohlräume treten in der Regel im Zusammenhang mit bergbaulicher Tätigkeit auf. Dies kann sowohl Altbergbau als auch rezenter Bergbau sein. Die Hohlräume wirken sich zum einen durch ein gegenüber den natürlichen Verhältnissen verändertes hydrodynamisches Regime und zum anderen durch Auflockerungsbereiche in deren Umgebung aus. Hohlräume können direkt angebohrt werden und damit zu Spülungsverlusten mit Materialtransport führen (siehe Abbildungen 5-11, 5-12).

Nachsackendes bzw. einstürzendes Material kann an der Erdoberfläche zu Bodensackungen bis hin zu Kraterbildungen führen. Besteht zwischen tiefer liegenden Hohlräumen eine hydraulische Verbindung zu einem der hangenden geologischen Einheiten, in denen gebohrt wird, kann dies zu schleichendem Materialtransport von oben nach unten führen. Bemerkt wird dies in der Regel nur anhand von Spülungsverlusten.

Eine weitere Form künstlicher Hohlräume entsteht durch das Nichtverpressen bzw. unsachgemäße Verpressen von Ringräumen. Diese Hohlräume füllen sich entweder mit Material aus dem umgebenden Gestein oder aber bleiben als permanente Wegsamkeit für Feinmaterial bestehen. Im ersten Fall kommt es zu einer kurzzeitigen und begrenzten Sackung an der Oberfläche, im zweiten Fall kann es zu einer stetigen Suffosionserscheinung an der Oberfläche führen.

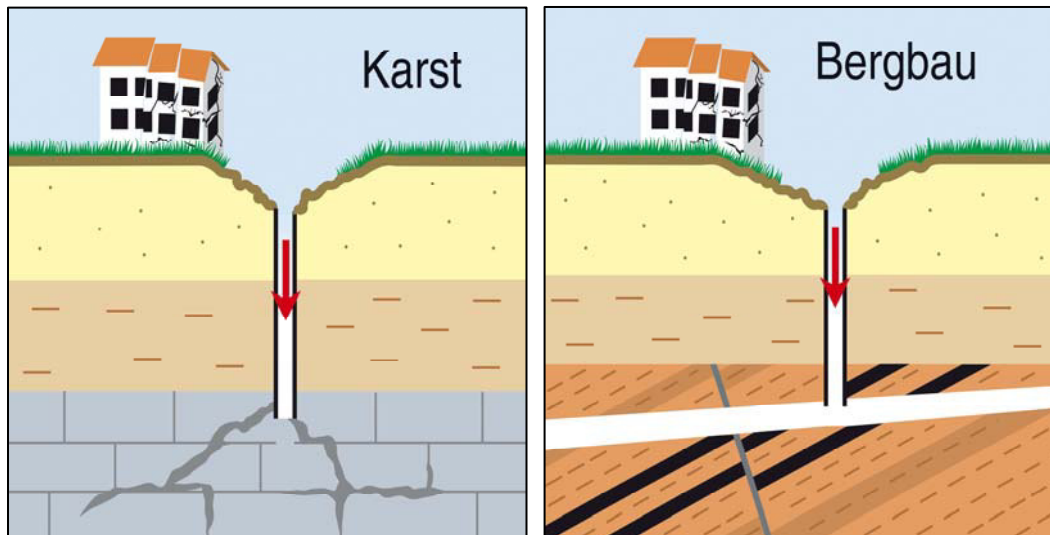


Abbildung 5-11: Schema Verbruch durch Karst- und Bergbauvorkommen (Quelle: GD NRW).

Mit einer Suffosion oder einem Verbruch gehen häufig auch Setzungen einher. Setzungen sind zum einen auf eine Zusatzbelastung des Korngerüsts durch fehlenden Auftrieb (z. B. Grundwasserabsenkung in nichtbindigen Sedimenten wie Sanden etc.) und zum anderen auf das Schrumpfen bindiger Böden (Ton, Schluff etc.) durch eine mit abnehmendem Wassergehalt zunehmende Kapillarspannung zurückzuführen.

Die Ursachen einer Grundwasserabsenkung im Zusammenhang mit einer geothermischen Bohrung sind in 5.2.1.1 beschrieben. Das Schrumpfen bindiger Böden bzw. von Verfüllmaterial kann durch häufige Frost-/Tauwechsel und nicht frostbeständiges Verfüllmaterial bedingt werden (siehe 5.2.3.2). Die Folge ist eine Setzungserscheinung.

Durch eine Entwässerung von Sedimenten können Setzungen entstehen, wenn in Folge eines hydraulischen Kurzschlusses (Ringraum-Umläufigkeiten) Grundwasser in andere grundwasserleitende Schichten abströmt und das zuvor grundwassererfüllte Porenvolumen durch den Druck der überlagernden Schichten verringert wird.

Setzungen können auch im Nachgang zu einem Verbruch im Umfeld der Verbruchzone auftreten. Die Massenbewegungen in der Verbruchzone wirken sich bedingt auf die Sedimente im Umfeld des Verbruchs aus, und bewirken eine Änderung des Korngerüsts.

Beispiele

In Kamen-Methler (Nordrhein-Westfalen) wurde im Jahr 2009 eine Bohrung zur Erdwärmennutzung für ein Einfamilienhaus niedergebracht, in deren Verlauf es zu einem gravierenden Havarieereignis kam. Am 9. Juli 2009 kam es in der unmittelbaren Umgebung der Bohrstelle zu Bodenabsackungen, die innerhalb weniger Stunden zur Bildung eines Trichters von rund 50 – 60 m³ Volumen führten. Das Bohrgerät stürzte dabei in den Trichter und das im Bohrloch verbliebene Bohrgestänge riss ab.

Es kam zu einer sichtbaren Schiefstellung des angrenzenden Rohbaus (Senkung der NW-Ecke des Hauses um 86 mm; Hebung der SE-Ecke um 8 mm). Um den Einbruchskrater herum bildete sich ein +/- konzentrisches System von Bodenrissen, die auch die Nachbargrundstücke betrafen und z. T. auch durch Gebäude bzw. Gebäudeteile hindurch auftraten. Es bestand bei einzelnen Häusern akute Einsturzgefahr. Die betroffenen Bewohner wurden evakuiert und die Gebäude provisorisch gesichert.

Im Verlauf der folgenden Tage nach dem Havarieereignis senkte sich der Boden bis zu einer Entfernung von ca. 200 m von der Havariestelle mit Beträgen bis > 10 cm. Auf zahlreichen Grundstücken wurden tiefe Rissbildungen im Boden beobachtet. An insgesamt ca. 20 Gebäuden in der Umgebung traten im Laufe der nächsten Tage und Wochen z. T. Schäden auf, die in einigen Fällen eine akute Einsturzgefahr hervorriefen. Vier Häuser müssen als Totalverluste angesehen werden. Beim westlich an die Unglücksstelle angrenzenden Anwesen

oberfläche kam, die letztlich für die aufgetretenen Gebäudeschäden verantwortlich sind. Die auffällige Orientierung der Schadensverteilung in (nord-)westlicher Richtung lässt einen durch eine tektonisch vorgezeichnete Kluftzone gesteuerten Materialtransport vermuten.

Vergleichsweise geringere Schadensbilder entstehen bei Setzungen infolge von Frostbildungen in Erdwärmesondenbohrungen, wie z.B. in Hessen beobachtet (siehe Abbildung 5-14).



Abbildung 5-13: Setzung infolge Frostbildung in der Erdwärmesondenbohrung (Quelle: HLUG).

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Um einen Verbruch / Einbruch zu vermeiden, sind in erster Linie die Kenntnis der geologischen und hydrogeologischen sowie der bergbaulichen Situation unabdingbar. Wird in Bereichen gebohrt, in denen mit Hohlräumen zu rechnen ist, sollte eine angepasste Tiefenbegrenzung eingehalten werden. Die Tiefenbegrenzung muss in jedem Fall den Auflockerungsbereich im Umfeld von Hohlräumen berücksichtigen und somit einen Sicherheitspuffer beinhalten. Durch Hohlräume bedingte hydraulische Veränderungen im Untergrund sind häufig nicht bekannt. Um diese dennoch zeitig zu bemerken, ist es seitens der ausführenden Bohrmannschaft notwendig, dass die Spülmengen kontrolliert und nachgehalten werden. Ebenso erscheint es sinnvoll im oberen Lockergesteins- bzw. Auflockerungsbereich mit Schutzverrohrungen zu arbeiten. Dies verhindert einen unkontrollierten Massentransport in tiefere Hohlräume.

Eine fachgerechte Dimensionierung der Erdwärmesondenanlage, bei der eine Durchfrostung des Verfüllmaterials vermieden wird sowie der fehlerfreie Einbau von Verfüllmaterial, welches widerstandsfähiger auf Frost-/Tauwechsel reagiert, sollte zur Vermeidung von Setzungen infolge von Erdwärmesondenbohrungen beachtet werden.

Ein hydraulischer Kurzschluss von verschiedenen Grundwasserleitern sollte vermieden werden. Nur mit einer vollständigen und dauerhaften Abdichtung des Ringraums bzw. Bohrloches können vertikale Grundwasserbewegungen, Materialverlagerungen und Änderungen der hydraulischen Druckbedingungen in den erbohrten Schichten unterbunden werden, die zu Suffosionsprozessen, Verbrüchen oder Setzungen führen können.

5.4 Auswirkungen auf die Umwelt

5.4.1 Verschmutzungen von Oberflächengewässern

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Verschmutzungen von Oberflächengewässern können durch Bohrspülungen verursacht werden. Sie sind insbesondere durch die Eintrübung bzw. Verfärbung des Wassers durch das Bohrklein und / oder Spülzusätze zu erkennen.

Die Eintrübung bzw. Verfärbung von Oberflächengewässern ist in der Regel gut sichtbar. Bei z. B. nicht ausreichend großen Spülwannen, die aufgrund eines großen Wasserzutritts in die Bohrung überlaufen können, kann es neben der Verschmutzung von Grundstücken (siehe hierzu Kapitel 5.4.2) auch zu einer Verschmutzung von Oberflächengewässern kommen (Abbildungen 5-15 und 5-16).

Beispiele

Abbildung 5-15 zeigt eine überlaufende Spülwanne infolge eines unerwartet hohen Wasserzutritts in die Bohrung. Das überlaufende verschmutzte Wasser strömt direkt dem benachbarten Bach zu.



Abbildung 5-14: Verschmutzung eines Oberflächengewässers infolge einer überlaufenden Spülwanne (Foto: Rumohr).

Ein von der Bohrfirma unbemerkter Eintrag der Bohrspülung in Oberflächengewässer ist auch über einen ausschließlich unterirdischen Transport der Bohrspülung möglich. Ein solcher Fall ist aus Hessen bekannt, bei dem ein rund 500 m von der Bohrung (Geologie: Rotliegend) entferntes Fließgewässer aufgrund effluenter Verhältnisse eingefärbt wurde (siehe Abb. 5-16). Diese Auswirkung kann insbesondere in Grundwasserleitern mit hohen Fließgeschwindigkeiten und geringer Filterwirkung auftreten.



Abbildung 5-15: Eintrübung eines Oberflächengewässers.
(Foto: Wasserbehörde, Main-Kinzig-Kreis).

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Eine Gegenmaßnahme gegen eine solche in der Regel bemerkte Auswirkung ist das Bereitstellen weiterer Spülwannen bzw. die (genehmigte) Ableitung in die Kanalisation.

Durch das Mitführen eines Schutzrohres können Spülverluste vermieden werden, die zu einem unterirdischen Transport / Eintrag einer Verunreinigung in ein Oberflächengewässer führen.

5.4.2 Auswirkungen auf Grundstücke und infrastrukturelle Einrichtungen

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Verschmutzungen als Folge von Bohrarbeiten sind in einem gewissen Umfang kaum bis nicht vermeidbar, jedoch häufig umfangreicher als von den Kunden / Bauherren erwartet. Typisch sind das Verschlammen des Bohrplatzes, die Bildung von Fahrspuren und das Verschmutzen bestehender Gebäude durch verspritzende Bohrspülung. Bei unerwartet hohem Wasseranfall führt die ablaufende Bohrspülung auch zu Verschmutzungen außerhalb des Bohrplatzes bis hin zum öffentlichen Raum (Straße).

Bei Bohrungen und anderen Tiefbauarbeiten innerhalb bebauter Ortslagen besteht generell die Gefährdung, dass Ver- und Entsorgungsleitungen beschädigt werden. Das Anbohren von Abwasserrohren sowie deren teilweise Verfüllung mit Verfüllsuspension sind dokumentiert. Die Ursache dafür ist, dass die Lage der Ver- und Entsorgungsleitungen nicht bekannt ist, weil diese entweder nicht erfragt wurde, ihr Verlauf nicht korrekt übertragen wurde bzw. deren tatsächliche Lage nicht mit der in Lageplänen dokumentierten Lage übereinstimmt.

Umfangreichere Verschmutzungen sind auf das Austreten von Spülung in einem unerwartet großen Umfang (Spülwanne nicht ausreichend), das Austreten (Ausblasen) von Druckluft mit Bohrklein oder das Austreten artesisch gespannten Wassers mit Materialaustrag zurück zu führen.

Verschmutzungen auf Grundstücken treten im Vergleich zu Verschmutzungen von Kanaleinfläufen / Kanälen sehr häufig auf.

Beispiele:

Es sind Einzelfälle bekannt, bei denen Abwasserleitungen angebohrt und teilweise zunächst unbemerkt mit Verfüllsuspension verfüllt wurden.

Durch Überlaufen und unkontrolliertes Ableiten von Bohrspülwasser wurden Grundstücke verschmutzt (siehe Abbildung 5-17). Weiterhin ist ein Fall von austretendem Maschinenöl eines Bohrgerätes bekannt, welches das Grundstück verunreinigte (Abbildung 5-18). Verschmutzungen im Bereich der Straße können zudem zu Verschmutzungen von Kanaleinläufen bzw. der Kanalisation führen.



Abbildung 5-16: Verschmutzung eines Grundstücks durch unkontrolliertes Ableiten von Bohrspülwasser inkl. bohrlochstabilisierender schäumungsaktiver Substanzen (Quelle: TLUG).



Abbildung 5-17: Verschmutzung von Grundstücken durch das Austreten wassergefährdender Stoffe (Maschinenöl) durch das Bohrgerät (Quelle TLUG).

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Durch das Vorhalten und den Einsatz der richtigen Gerätschaft, ggf. das Befestigen des Bohrplatzes bis hin zum Abdecken von Gebäudeteilen können Verschmutzungen von Grundstücken und Gebäuden auf das nicht vermeidbare Maß reduziert werden.

Zur Vermeidung von Auswirkungen auf infrastrukturelle Einrichtungen, wie Ver- und Entsorgungsleitungen, ist es unabdingbar, die Lage und den Verlauf von Ver- und Entsorgungsleitungen zu erkunden.

5.4.3 Ausgasung

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Im Untergrund auftretende Gase, meist Methan oder Kohlendioxid, können eine Gefährdungen darstellen und zu Schäden führen, sowohl beim Abteufen der Bohrungen als auch beim Betrieb der Anlage.

Methangasaustritte sind beispielsweise bekannt aus dem Kohle führenden Karbon im Saarland, aber auch aus anderen Gesteinsschichten, so aus dem Opalinuston in Baden-Württemberg oder aus dem Jungtertiär im Oberrheingraben. Methanaustritte in Bohrungen können bei Volumenkonzentrationen von 4,4 – 16,5 % zu Explosionen führen, höhere Konzentrationen bei entsprechendem Nachschub zu länger anhaltenden Bränden. Ausgasende Bohrungen können Methan in abgeschlossene Räume leiten.

Kohlendioxid kann über nicht fachgerecht ausgeführte Ringraumverfüllungen und defekte Sonden aufsteigen und zum Ausfall einer Anlage führen.

Beispiele

In mehreren Bereichen des Saarlandes, mit besonderer Brisanz im Stadtteil Alt-Saarbrücken der Landeshauptstadt Saarbrücken, treten Methanausgasungen auf, die eine Gefährdung von Explosionen und Bränden mit sich bringen.

Bisher wurden innerhalb des betroffenen Gebietes sechs Anfragen und drei Anträge zum Bau einer Erdwärmanlage gestellt. Es wurden Auflagen erteilt und die Bohrarbeiten überwacht. Im Allgemeinen lagen die gemessenen Gaskonzentrationen in einem niedrigen Bereich mit 0 bis 2,8 Vol-%. Lediglich in einer Bohrung wurde mit 20,9 Vol-% eine hohe Konzentration angetroffen, die aber schnell abnahm und leer zog.

Aus Baden-Württemberg sind zwei Fälle bekannt:

In einem Fall kam es im Bereich der Rottenburger Flexur über den Ringraum und zwei defekte Sondenschläuche zum Aufstieg und Austritt von CO₂ aus Gesteinen des Muschelkalks. Die Anlage musste aufgegeben werden und wurde rückgebaut.

Im zweiten Fall wurde am nördlichen Rand der Alb, völlig überraschend in rd. 100 m Teufe im Opalinuston ein CH₄-Vorkommen mit einer Erdwärmesondenbohrung erbohrt. Der Gasaustritt erfolgt mit ca. 90 m³/h und rd. 300 mbar Überdruck. Die Bohrung wurde verschlossen.

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

In gefährdeten Gebieten kann durch folgende Maßnahmen der Gefährdung durch Gasaustritte begegnet werden:

- die Bohrarbeiten sind von einer erfahrenen Bohrfirma auszuführen,
- während der Bohrarbeiten sind begleitende CH₄-Messungen durchzuführen,
- die obersten 10 m des Bohrlochs sind mit einer gasdichten Tondichtung zu versehen, der Nachweis ist zu führen.
- die Bohrungen sind möglichst weit vom Gebäude entfernt niederzubringen,
- die Gräben zum Verteiler sind entgasend und die Zuleitungen in das Gebäude gasdicht herzustellen,
- die Bohrungen dürfen nicht überbaut werden.

Bei hohen permanenten Gasströmen können Bohrungen gegebenenfalls nicht ausgebaut werden und müssen fachgerecht wieder verschlossen werden.

Bei bekannten, zur Ausgasung neigenden Gesteinen wird in der Regel von den SGD bei allen Erdwärmesondenbohrungen auf mögliche Gasaustritte hingewiesen.

5.5 Auswirkung auf Anlagentechnik

5.5.1 Gasdiffusion in PE-Sonde

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

In Deutschland können Grundwässer lokal einen stark erhöhten Gehalt an gelösten Gasen aufweisen.

Erdwärmesondenrohre bestehen in der Regel aus PE- Material. Dieses Material hat allerdings ein für Gase durchlässiges Gefüge. Insbesondere die Kohlendioxidmoleküle können aufgrund ihrer Größe und Struktur besonders gut durch die Wandung der PE-Rohre diffundieren.

Werden Erdwärmesondenanlagen ausschließlich zur Beheizung verwandt, so wird die Anlage in der Regel über die Sommermonate ohne Betrieb der Umwälzpumpe abgestellt. In dem nicht mehr zirkulierenden Wärmeträgermedium stellt sich am Sondenfuß aufgrund der hydrostatischen Auflast ein erhöhter Druck ein. Die Löslichkeit von Gasen in Flüssigkeiten steigt direkt proportional mit dem Druck. Das Gas diffundiert in die Sondenrohre und löst sich so lange, bis der Sättigungszustand erreicht ist.

Wird nach längerer Stillstandszeit zu Beginn der Heizzeit die Zirkulationspumpe des Primärkreislaufes wieder eingeschaltet, so wird die Sole mit dem gelösten Gas nach oben gepumpt, wo es lediglich unter dem geringeren Vordruck des Ausdehnungsgefäßes steht. Dementsprechend nimmt die Löslichkeit des Gases ab. Es kommt zu einer Entgasung, wobei bei einer schnellen Entgasung eine Schaumbildung auftreten kann.

Residuale vulkanische Aktivitäten führen zu teilweise deutlich erhöhten Konzentrationen an gelöstem CO₂ im Grundwasser. Aufgrund des allgemein lokal begrenzten Auftretens stark erhöhter CO₂- Konzentrationen im Grundwasser sind bisher nur wenige Schadensfälle in Deutschland (Eifel) bekannt.

Abgesehen von der schädigenden Wirkung CO₂-haltiger Wässer auf ein Hinterfüllmaterial ohne CO₂- Resistenz führen erhöhte Gaskonzentrationen zu keiner unmittelbaren Gefährdung des Grundwassers. Erhöhte Gasvorkommen können allerdings zu ernsthaften Problemen beim Betrieb von Erdwärmesondenanlagen führen.

Herkömmliche Luftabscheider in der Soleeintrittsleitung können die ausgasenden Gasmen gen nicht immer vollständig abscheiden. Der entstehende Schaum gelangt in den Verdampfer der Wärmepumpe, reduziert dort erheblich die Entzugsleistung und kann bereits nach kurzer Zeit zu einer Störabschaltung der Wärmepumpe führen.

Darüber hinaus entfaltet die Sole durch die Lösung von Kohlendioxid eine korrosive Wirkung, was zu Korrosionsschäden an dem Wärmetauscher des Verdampfers der Wärmepumpe führen kann.

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Abhilfe kann im konkreten Fall durch eine Entlüftung des Solekreislaufes erfolgen. Vorkehrend erscheint es sinnvoll, die Anlage in den Sommermonaten nicht vollständig außer Betrieb zu nehmen. Stattdessen sollte zumindest periodisch die Zirkulationspumpe in Betrieb gesetzt werden. Konstruktiv kann die Ausgasung dadurch gering gehalten werden, indem der Druck an der höchsten Stelle der Anlage möglichst hoch gehalten wird. In kritischen Bereichen mit bekannten Kohlendioxidvorkommen ist es ratsam, diffusionsbeständiges Sondenmaterial (z. B. Mehrschichtmaterial mit zwischengelagerter Metallfolie) zu verwenden.

5.5.2 Verockerung bei Schluckbrunnen

Beschreibung der Auswirkung und deren Ursachen

Ursachen für Verockerungen sind erhöhte Konzentrationen von im Grundwasser gelösten Eisen (Fe^{2+})- und Mangan-Ionen in Verbindung mit einer Veränderung der Redoxverhältnisse, die zu einem Ausfällen unlöslicher Eisen- und Manganverbindungen führen.

Die Mineralneubildungen verringern bzw. blockieren die Durchströmungskanäle von Wärmetauschern und Filterrohren.

Mit der Verockerung geht oft eine Verkalkung des Brunnens (Versinterung) einher (5.2.2.1 und 5.2.4).

Betroffen sind dabei alle Anlagenteile, vom Brunnen, über die Brunnenpumpe, die Rohrleitungen, Filteranlagen sowie die Versickerungsanlage, der Grundwasserleiter selbst und die Wärmepumpe. Diese Prozesse können sowohl im Förderbrunnen als auch im Schluckbrunnen stattfinden. Insbesondere in letzterem ist die Gewährleistung eines vollständigen Abschlusses von Sauerstoff technisch schwer zu realisieren.

Genannte Auswirkungen können zum Leistungsabfall bis zum Ausfall der Anlage führen. Weiterhin besteht die Möglichkeit der Verunreinigung des Grundwasserleiters.

Beispiel

Abbildung 5-7 in Abschnitt 5.2.2.1 zeigt einen verockerten Schluckbrunnen in Dessau (Sachsen-Anhalt). Bereits drei Monate nach Inbetriebnahme war der Brunnen nicht mehr funktionstüchtig. Neben Verockerung kam es hier auch zu Versinterung, so dass der Brunnen trotz Bemühungen einer Regenerierung aufgegeben werden musste.

Mögliche Empfehlungen zur Vermeidung

Im Vorfeld der Brunnenbohrungen sollten vorhandene hydrochemische Daten des Grundwasserleiters recherchiert werden.

Pumpversuche und chemische Analysen des geförderten Grundwassers auf Hauptinhaltsstoffe und Vor-Ort-Parameter sind im Vorfeld durchzuführen. Kenntnisse zur Förderleistung sowie zur Konzentration an z.B. Eisen- und Mangan-Ionen bzw. zu den Redoxverhältnissen dienen zur Entscheidungsgrundlage, welche Brunnenausbaumaterialien und ggf. Reinigungsintervalle beim Betrieb der Anlage notwendig werden.

Eine Anlagendimensionierung sollte anhand der benötigten und der verfügbaren Förderleistung erfolgen.

5.6 Häufigkeit der Auswirkungen

Dieser Bericht soll dazu dienen, bekannte und unerwartete Auswirkungen von Erdwärmeverhaben zu erfassen. Hierzu gehört neben einer systematischen Nomenklatur und strukturierter Beschreibung auch eine Bezifferung der Häufigkeit des Auftretens von unerwarteten Auswirkungen.

Eine vollständige und verlässliche Quantifizierung der bekannten Auswirkungen ist im Rahmen dieses Berichtes jedoch nicht möglich. Alle beim Bohren und Einbau auftretenden Besonderheiten müssen in der Regel bei den Genehmigungsbehörden und nicht bei den Fachbehörden (SGD) gemeldet werden. Die SGD erhalten somit meistens keinen automatischen und detaillierten Rückfluss über Einbau und Betrieb sowie über unerwartete Ereignisse während oder nach dem Einbau von Erdwärmesondenanlagen. Nur in einigen Bundesländern erfolgt ein automatischer direkter Informationsaustausch von den Genehmigungs- zu den Fachbehörden (SGD) bezüglich der bekannten Auswirkungen.

In dem engen Zeitrahmen, der zur Bearbeitung des Berichtes zur Verfügung stand, war es nicht allen SGD möglich, die Anzahl der aufgetretenen Auswirkungen bei allen Genehmigungsbehörden flächendeckend abzufragen. Es ist zudem davon auszugehen, dass nicht bei allen Genehmigungsbehörden die Auswirkungen dokumentiert und archiviert werden.

Die Anzeigen von Bohrungen nach Lagerstättengesetz sowie die Übermittlung der Aufschlussergebnisse nach Beendigung der Bohrarbeiten ermöglichen keine verlässliche Aussage über die Anzahl der unerwarteten Auswirkungen. Die von den Bohrunternehmen eingereichten Dokumentationen beschreiben nur die Untergrundverhältnisse und in der Regel keine besonderen Vorkommnisse während des Bohrens oder Auswirkungen durch den Betrieb einer Anlage.

Es ist jedoch festzustellen, dass die Häufigkeiten des Auftretens von Auswirkungen unmittelbar mit der Art der Auswirkungen zusammenhängen. Während Auswirkungen, die an der Oberfläche stattfinden, fast vollzählig erfasst werden können, werden Auswirkungen, die nicht an Erdoberfläche sichtbar sind, z. B. im Grundwasserleiter, nicht automatisch erkannt. Sie werden oft erst mit einer langen zeitlichen Verzögerung erkannt. So sind Arteser aufgrund ihrer augenscheinlichen und oft spektakulären Erscheinungen an der Geländeoberfläche unmittelbar und somit häufiger zu beobachten und zu beziffern, als z. B. eine Mischung von unterschiedlichen Wässern in einem Grundwasserleiter. Aufgrund der Häufigkeit von Druckpotenzialunterschieden ist eine Mischung von verschiedenen Grundwässern bei unzureichender Abdichtung im Vergleich zur Artesik jedoch wahrscheinlicher.

Die Tabelle „Gefährdungspotenziale-Auswirkungen“ (s. Anlage 2 im Anhang) soll den Zusammenhang von Gefährdungspotenzialen zu bekannten Auswirkungen verdeutlichen. Dabei ist zu erkennen, dass z. B. eine bekannte Auswirkung durch mehrere Gefährdungspotenziale verursacht werden kann. Jedoch können damit nur Tendenzen aufgezeigt werden. Die bisher am häufigsten beobachteten Auswirkungen sind: Wasseraustritte (oft in Verbindung mit Artesik), Korrosionsprobleme an Wärmetauschern (in der Regel bei Wasser/Wasser Wärmepumpenanlagen) und Vereisungen (in der Regel verursacht durch Dimensionierungsfehler).

In Anlage 3 wird tabellarisch aufgezeigt, welche Auswirkungen bei welchen Anlagentypen bekannt geworden sind.

6 Auswirkungen tiefengeothermischer Anlagen

Jedes geothermische Vorhaben hat Auswirkungen, wobei zu unterscheiden ist zwischen denen, die als Folge des Vorhabens erwartet und akzeptiert werden, und solchen, die unerwartet eintreten oder nicht akzeptiert werden. Eine unerwartete Auswirkung beruht in der Regel auf der Abweichung eines erreichten Zustandes vom angestrebten Zustand, welcher z. B. nach dem Stand von Wissenschaft und Technik oder nach sonstigen Vereinbarungen festgelegt ist.

Im vorliegenden Kapitel werden bei den bekannten Auswirkungen nur diejenigen aufgeführt, die bei der Nutzung der Tiefengeothermie in Deutschland aufgetreten sind. Neben den Auswirkungen auf Dritte (Umwelt, Personen etc.) werden in diesem Kapitel auch Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage betrachtet. Aussagen zum seismischen Risiko werden bis zum Vorliegen fundierter Erkenntnisse der seismologischen Fachwelt zurückgestellt.

Das Risiko ist das Produkt aus Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses und dessen negative Auswirkungen (Abweichung von gesteckten Zielen). Die negativen Auswirkungen einer Tätigkeit können mit einem (wirtschaftlichen) Schaden verbunden sein. Ein Teil der in diesem Kapitel genannten Risiken treffen auf jede Tiefbohrung zu.

6.1 Risiken durch unerwartete geologische Verhältnisse

Beschreibung:

Dieser Begriff wird besonders im Bereich der Kohlenwasserstoff-Exploration verwendet. Er beinhaltet die Frage, ob bestimmte geologische Untergrundstrukturen und -verhältnisse, die in der Regel aus seismischen Untersuchungen bzw. benachbarten Bohrungen abgeleitet worden sind, tatsächlich existieren. Das Fündigkeitsrisiko (siehe Kapitel 6.2) wird von manchen Autoren als Teil der unerwarteten geologischen Verhältnisse betrachtet.

Beispiele:

Zum geologischen Risiko beim Bohren gehört z. B. das Auftreten von unerwarteten

- Schichten / Gesteinen / Fazies / Störungen,
- Temperaturen / Gebirgsdrücken oder
- Gasen / Fluiden.

Bekannte Auswirkungen:

Als bekannte Auswirkungen sind Ausspülungen und Setzungen beim Setzen der Ankerrohtour zu nennen. Weiterhin können Spülungsverluste und Verdriftungen Setzungen und Verunreinigung des Grundwassers hervorrufen. Ein falsches Einschätzen von überhydrostatischen Drücken kann zum Festwerden der Bohrung führen. Als weitere Auswirkung ist das Zufallen des (offenen) Bohrlochs nach Fertigstellung der Bohrung bekannt. Unerwartete geologische Verhältnisse führen bei falscher Behandlung meist auch zu bohrtechnischen Problemen.

Gefährdungen:

Kohlenwasserstoffe (Gasausbruch, Ölausbruch bzw. CO₂, H₂S); verringerte Standsicherheit.

Maßnahmen:

Gründliche geologische und seismische Vorplanung und Exploration.

6.2 Fündigkeitsrisiko

Beschreibung:

Das **Fündigkeitsrisiko** bei geothermischen Bohrungen ist das Risiko, ein geothermisches Reservoir mit einer (oder mehreren) Bohrung(en) in nicht ausreichender Quantität oder Qualität zu erschließen.

Die **Quantität** wird über die (thermische) Leistung definiert, die mit Hilfe einer oder mehrerer Bohrungen erreicht werden kann.

Unter **Qualität** versteht man im Wesentlichen die Zusammensetzung (Chemismus) des Fluids. Es könnten Bestandteile im Fluid auftreten (Gase, Salinität, o. ä.), die bei einem Überschreiten von Grenzwerten eine geothermische Nutzung ausschließen oder erschweren. Alle bisher bei geothermischen Bohrungen in Deutschland angetroffenen Wässer galten hinsichtlich ihrer Zusammensetzung für geothermische Nutzung, zwar mit unterschiedlichem technischen Aufwand, als beherrschbar.

Ab welchem Wert die Quantität (und Qualität) **nicht ausreichend** (ökonomisch nicht akzeptabel) ist, wird durch den Projektentwickler / Investor festgelegt; hierbei spielen vor allem betriebswirtschaftliche Überlegungen eine Rolle.

Beispiele:

Nicht fündige „trockene“ Bohrungen. Es werden Horizonte angetroffen, die aufgrund der Fazies / Diagenese eine zu geringe Produktivität aufweisen (kann sekundär durch Stimulation wieder erhöht werden).

Bekannte Auswirkungen:

Auswirkungen nur wirtschaftlicher Art für den Betreiber, nicht auf andere Nutzungen oder Schutzgüter.

Gefährdungen:

Keine; aber finanzieller Schaden für den Betreiber.

Maßnahmen:

Es gibt in Deutschland die Möglichkeit, das Fündigkeitsrisiko privatwirtschaftlich abzusichern.

6.3 Bohrrisiko

Beschreibung:

Unter dem Bohrrisiko werden alle **technischen** Risiken, die der Bohranlage und dem Bohrprozess zugeordnet werden können, zusammengefasst.

Beispiele:

- Durchspüler, Verbinderbruch: kann zum Verlust des Bottom Hole Assembly (BHA) führen, was Fangarbeiten oder einen Sidetrack zur Folge hat,
- Absturz Liner (Linerhanger falsch gesetzt/belastet),
- Verrohrungsschäden (doglegs, Casings unzureichend in Spannung gezogen, Casingcollapse durch Temperatúrausdehnung, falsch geschnittene und undichte Gewinde, fehlerhafte Zementation),
- Sondenverluste bei Wireline-Messungen,
- Beschädigung einer benachbarten Bohrung durch Perforationsarbeiten.

Bekannte Auswirkungen:

Auswirkungen nur wirtschaftlicher Art.

Gefährdungen:

Keine; aber finanzieller Schaden für den Betreiber.

Maßnahmen:

Bohrrisiken treffen auf jede Tiefbohrung zu. Sie sind grundsätzlich Risiken des Auftraggebers, hierfür existieren entsprechende Versicherungen.

6.4 Betriebsrisiko (Dauerhaftigkeit)

Beschreibung:

Unter den Begriff Betriebsrisiko fallen alle Veränderungen der Quantität (Förderrate, Temperatur) und Qualität (Zusammensetzung) des Fluids während der geothermischen Nutzung der Bohrung. Dazu zählen auch Veränderungen an den technischen Anlagen im geothermischen Kreislauf, die durch das Fluid direkt oder indirekt verursacht werden. Zum Betriebsrisiko gehört auch, dass die Energiebereitstellung sich wesentlich verändert. Während der Betriebsdauer sollen die Förderrate und die Fördertemperatur nicht wesentlich absinken. Eine Voraussetzung hierfür ist ein hinlänglich ausgedehntes Reservoir und ein Ausschluss einer Beeinträchtigung durch Nachbaranlagen.

Beispiele:

Korrosion; Ausfällungen (Scaling).

Bekannte Auswirkungen:

Die Verschlechterung des Injektionsverhaltens (insbesondere durch Ausfällungen / Zementation, aber auch durch Temperaturabnahme möglich) bis zur Aufgabe der Förderbohrung

(Ersatz durch neue Förderbohrung bzw. Umrüstung zur tiefen Erdwärmesonde) und ein Zusetzen des Filters führte dazu, dass die Wärmetauscherplatten nicht vom Hersteller im Ausland erneuert werden konnten, da vom Zoll eine zu hohe Radioaktivität festgestellt und eine Ausfuhr untersagt wurde. Diese Verschlechterung hatte wirtschaftliche Risiken zur Folge.

Gefährdungen:

Anfall radioaktiv belasteter Anlagenteile, Scales, die möglicherweise gesondert entsorgt werden müssen.

Maßnahmen:

Einsatz von Inhibitoren, Abschluss von Sauerstoff, Druckbeaufschlagung, Monitoring.

6.5 Betriebstechnisches Risiko

Beschreibung:

Zusätzlich zu den geogen bedingten Risiken während des Betriebes können rein technisch bedingte Risiken vorhanden sein. (Eine eindeutige Trennung ist oft nicht möglich.)

Beispiele:

- Umwälzpumpenausfall, Absturz der Umwälzpumpe (Entschrauben der GFK-Steigrohre durch das hohe Pumpendrehmoment beim Anfahren),
- Undichtigkeiten im Primärkreislauf bzw. in den Wärmetauschern,
- Gasgefährdung (erhöhte H₂S-Konzentrationen),
- Abriss der Schutzrohrtour.

Bekannte Auswirkungen:

Die zeitweilige Stilllegung der Anlage sowie betriebstechnische Schäden haben i.d.R. wirtschaftliche Schäden zur Folge.

Gefährdungen:

Keine; aber finanzieller Schaden für den Betreiber.

6.6 Risiken für die Umwelt

Es wird auf eine in FRICK et al. (2007) veröffentlichte ausführliche Untersuchung verwiesen, die im Auftrag des Umweltbundesamt (UBA) durchgeführt wurde.

Beispiele:

- Entsorgung von Bohrspülung (mit hohen organischen Anteilen), von Pumpversuchswässern und von Kühlwasser (mit Enthärtern, Bioziden und Antikorrosionsmitteln etc.);
- Kühlwasserbedarf bei geothermischer Stromerzeugung.

Bekannte Auswirkungen:

Belastung des Abwassersystems.

6.7 Seismisches Risiko

In Deutschland haben 29 tiefengeothermische Anlagen eine installierte Leistung von mehr als 1 MW_{th} (Anlagen zur Nah- und Fernwärme- und zur Stromproduktion). Davon sind bisher bei 3 Anlagen (Landau, Insheim, Unterhaching) an der Oberfläche spürbare mikroseismische Ereignisse gemessen worden (siehe Anlage 4). Darüber hinaus hat die hydraulische Stimulation in Basel (Schweiz) zu Erschütterungen geführt, die auch in Deutschland gespürt wurden.

Beschreibung:

Unter Umständen können besonders in Gebieten mit natürlicher Seismizität, wie z. B. im Oberrheingraben, bei Stimulationsmaßnahmen induzierte seismische Ereignisse ungewollter Stärke auftreten. Es besteht die Möglichkeit, dass die entstehenden Erschütterungen die Wahrnehmbarkeitsschwelle an der Erdoberfläche überschreiten.

Die induzierte Seismizität hängt von der Bruch- bzw. Scherfestigkeit des Untergrundes (Kristallin oder Sediment), den tektonischen Spannungen, regionalen seismotektonischen Charakteristika, der Größe des stimulierten Rissystems und in der Praxis auch von Injektionsdrücken und Fließraten ab. Auch beim Betrieb geothermischer Anlagen sind mikro-seismische Ereignisse gemessen worden.

Beispiele:

Basel (nicht in Deutschland, aber in Deutschland gespürt), Insheim, Landau, Unterhaching. Eine Zusammenstellung der Erdbeben in der Nähe tiefer geothermischer Bohrungen, bei denen Erschütterungen an der Erdoberfläche verspürt wurden, ist als Anlage 4 im Anhang beigefügt.

Bekannte Auswirkungen:

Kurzzeitig spürbare Erschütterungen; manchmal verbunden mit einem Knallgeräusch.

Gefahren:

DIN 4150 Teil 1 bis 3 beschreibt Erschütterungen im Bauwesen in Bezug auf die Vorermittlung von Schwingungsgrößen, Einwirkungen auf den Menschen sowie auf die bauliche Anlage. Eine Gefahr für Wohngebäude besteht nach DIN 4150 nur dann, wenn die Bodengeschwindigkeit über 5 mm/s liegt (und damit die Spürbarkeitsschwelle um etwa das 10fache überschritten wird).

Maßnahmen:

In Deutschland wird die Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme durch das Bundesberggesetz geregelt. Bau und Betrieb der Geothermiekraftwerke unterliegen nicht dem Bergrecht.

Für die Zulässigkeit der Aufsuchung und Gewinnung sind die §§ 55 i.V.m. 48 Bundesberggesetz maßgeblich, die auch den Schutz Dritter regeln. Schäden im Sinne des Bergrechtes sind nach jetzigem Kenntnisstand nur beim seismischen Risiko zu erwarten.

Nach dem Stand von Wissenschaft und Technik können spürbare seismische Ereignisse bei tiefegeothermischen Anlagen auftreten.

Es wurden zwei Forschungsprojekte mit einzelnen Teilprojekten zur Untersuchung der induzierten Seismizität aufgenommen, die nachfolgend zur Übersicht mit ihren Einzelprojekten genannt werden:

- **Mikroseismische Aktivität Geothermischer Systeme (MAGS)**, koordiniert durch die BGR und gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU):
 - Einzelprojekt 1: Quantifizierung und Charakterisierung des induzierten seismischen Volumens im Bereich Landau, Südpfalz, PD Dr. Joachim Ritter, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Geophysikalisches Institut.
 - Einzelprojekt 2: Untersuchung von Mikro-Erdbeben in der bayerischen Molasse im Umfeld geothermischer Reservoirs, Dr. Joachim Wassermann, Ludwig-Maximilians Universität München, Department für Geo- & Umweltwissenschaften, Geophysik.

- Einzelprojekt 3: Echtzeitauswertung induzierter Erdbeben und Gefährdungsabschätzung bei hydraulischen Stimulationen geothermischer Reservoirs, Dr. Ulrich Wegler und Dr. Christian Bönnemann, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Fachbereich B4.3: Seismologisches Zentralobservatorium, Kernwaffenteststopp.
 - Einzelprojekt 4: Untersuchung der seismischen Gefährdung aufgrund induzierter Seismizität bei tiefer geothermischer Energiegewinnung, Dr. Thomas Spies und Dr. Jörg Schlittenhardt, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Fachbereich B4.4: Gefährdungsanalysen, Fernerkundung.
 - Einzelprojekt 5: Modellierung der Auftretswahrscheinlichkeiten fluidinduzierter Erdbeben mit einer gegebenen Magnitude bei der Stimulation geothermischer Systeme, Prof. Dr. Serge A. Shapiro, Freie Universität Berlin, Fachbereich Geowissenschaften, Fachrichtung Geophysik.
 - Einzelprojekt 6: THMC gekoppelte Untersuchungen zu Mechanismen und freigesetzten Deformationsenergien der seismischen Ereignisse in der Reservoirstimulations- und Betriebsphase, Prof. Dr. Michael Z. Hou, Technische Universität Clausthal, Institut für Erdöl- und Erdgastechnik.
 - Nachträglich eingereichtes Einzelprojekt 7 (beantragt): Prognose der möglichen induzierten /getriggerten Seismizität im Kristallin in Auswertung der flutungsbedingten seismischen Ereignisse im Bergbaurevier Aue/Schlema (tiefergeothermisches Vorzugsgebiet Aue), Prof. Dr. Heinz Konietzky, TU Bergakademie Freiberg, Institut für Geotechnik, Lehrstuhl Felsmechanik.
- **Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs (GEISER)** unter Federführung des Geoforschungszentrum Potsdam (GFZ) und gefördert durch die EU.

Das von der Europäischen Kommission geförderte Projekt GEISER wird vom Internationalen GeothermieZentrum am GFZ koordiniert. Die Ziele des Projektes sind: Analyse induzierter Seismizität geothermischer Reservoirs verteilt über ganz Europa, Verständnis der Geomechanik und der Prozesse bei induzierter Seismizität, eine Einschätzung der Konsequenzen induzierter Seismizität und die Entwicklung von Strategien zur Handhabung induzierter Seismizität. Die Abschwächung induzierter Seismizität auf ein akzeptables Niveau ist die wesentliche Absicht der Projektbeteiligten (aus GFZ 2010, Internet).

 - WP1: Project Management. GFZ.
 - WP2: Compilation of induced seismicity data from geothermal sites. ISOR.
 - WP3: Analysis of Induced Seismicity. GFZ.
 - WP4: Understanding the Geomechanical Causes and Processes of Induced Seismicity. BRGM.
 - WP5: Seismic Hazard Assessment. ETHZ.
 - WP6: Strategies for EGS operations with respect to Induced Seismicity (Mitigation). TNO.
 - WP7: Dissemination. BRGM.

Im Rahmen dieser Vorhaben sollen u. a. Verfahren entwickelt werden, durch die beim Betrieb geothermischer Anlagen spürbare seismische Ereignisse minimiert werden können.

7 Zusammenfassung und Fazit

7.1 Erkenntnisse aus der Aufgabenstellung

Nach einer Umfrage bei den Staatlichen Geologischen Diensten in der Bundesrepublik Deutschland (SGD), nach mehreren Beratungen und sorgfältigen Bewertungen der Sachverhalte hat der Personenkreis Geothermie den vorliegenden Sachstandsbericht verfasst. Dieser Bericht beleuchtet die bislang bekannten Auswirkungen und deren Ursachen. In dem engen zeitlichen Bearbeitungszeitraum konnten der Status erhoben und die kausalen Zusammenhänge von den bekannten Auswirkungen herausgestellt werden.

Beginnend mit der Beantwortung der bundesweiten Umfrage haben sich alle SGD intensiv an der Bearbeitung beteiligt, der Rücklauf betrug 100%. Der Fragenkatalog (siehe Anlage 1) umfasste mehr als 40 Fachfragen zum Themenkreis der Erdwärmenutzung und ihren bislang bekannten Auswirkungen, die sich auf die Sachgebiete der Geologie, Hydrogeologie, Geotechnik und auf die Kenntnisnahme sowie auf Beteiligung der SGD im Rahmen der Genehmigungsverfahren bezogen.

Die Umfrage hatte das Ziel, die bisherigen Erkenntnisse abzufragen und gleichzeitig Fachleute für die Mitarbeit in einem Personenkreis Geothermie zu gewinnen. Alle SGD haben Fachleute in den PK Geothermie entsandt. Um Erfahrungen und Informationen gleichzeitig ressortübergreifend auszutauschen, waren bei den Beratungen Vertretungen des BLAG KLINA und LAWA anwesend.

7.2 Bislang bekannte Auswirkungen

Den SGD ist ein Spektrum an Auswirkungen, die durch den Einbau oder/und Betrieb geothermischer Anlagen verursacht bzw. ausgelöst werden, zur Kenntnis gelangt oder bei eigenen Arbeiten bekannt geworden.

Alle Bohrungen, dazu gehören auch Bohrungen zum Zweck der Erdwärmenutzung, sind Eingriffe in den geologischen Körper, deren Auswirkungen im Vorfeld abgeschätzt und die von den zuständigen Behörden genehmigt werden. Bohrungen können zu temporären, manchmal auch zu irreversiblen Veränderungen des ursprünglichen Zustandes führen. Mit steigender Anzahl von Bohrungen sind mehr unerwartete Auswirkungen zu befürchten.

Aufgrund der unterschiedlichen Anzahl von Anlagen im oberflächennahen Bereich und in der Tiefengeothermie sowie der unterschiedlichen Dimensionen von Auswirkungen ist es notwendig, die Gefährdungspotenziale „oberflächennaher“ und „tiefer“ Erdwärmenutzungen getrennt zu beschreiben. Details sind in den Fachkapiteln nachzulesen.

Die Auswirkungen von oberflächennahen Anlagen betreffen in den meisten Fällen das Schutzgut Grundwasser. Das Ausmaß der Auswirkungen auf das Grundwasser sowie die dadurch verursachten Beeinträchtigungen sind regional sehr unterschiedlich, in ihrer Gesamtheit schwer abschätzbar oder gar bezifferbar.

Neben nachteiligen Auswirkungen auf das Grundwasser können auch nachteilige Auswirkungen an der Erdoberfläche auftreten. Diese können, wie z. B. Arteser, eine beherrschbare und damit zeitlich begrenzt nachteilige Auswirkung darstellen. Vereinzelt sind aber auch durch Vorarbeiten und beim Betrieb geothermischer Anlagen Auswirkungen größeren Ausmaßes aufgetreten. Hier sind Vorhaben in den Orten Staufen (BW) und Kamen (NW) zu nennen.

Die kausalen Zusammenhänge, weshalb es zu nachteiligen Auswirkungen kommt, sind vielschichtig. Sie reichen von komplexen geologischen Verhältnissen bis hin zu mangelnden Qualifikationen der ausführenden Unternehmen. Die Analyse der bislang bekannten Auswir-

kungen durch den PK Geothermie zeigt, dass in den meisten Fällen eine Kombination mehrerer Gefährdungspotenziale zu unerwarteten Auswirkungen führen. Hierbei spielen häufig menschliche Komponenten eine Rolle, wie z.B. eine nicht angepasste Planung an die geologischen Verhältnisse oder eine unsachgemäße Ausführung.

Zu den standortbezogenen, nicht beeinflussbaren und risikobehafteten Untergrundverhältnissen gehören u. a. die Beispiele: Schichtkomplexe mit stark wechselnden lithologischen Eigenschaften, Grundwasser-Stockwerksbau, Verkarstung, geologische Störungszonen, natürliche Gasvorkommen, artesischen Verhältnisse und Altbergbau.

Die Ursache für eine mangelnde Beachtung der geologischen Verhältnisse liegt unter anderem in der Unwissenheit von Planern und Bohrunternehmen, wie sie an Daten zum Untergrund gelangen sowie an den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, Erdwärmebohrungen als immer günstiger und schneller anzubieten.

Im Kapitel „Auswirkungen tiefegeothermischer Anlagen“ wird auf laufende und umfangreiche Forschungsprojekte verwiesen („MAGS - Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund“ und „Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs“). Der PK Geothermie geht davon aus, dass die Ergebnisse und Folgerungen aus den Forschungsprojekten Auswirkungen auf die Planung und den Betrieb tiefegeothermischer Vorhaben zeigen werden.

7.3 Nutzen von Synergien

In einigen Ländern wurden bereits „Bewertungskarten“ für den Einbau und Betrieb von Erdwärmeanlagen unter hydrogeologischen und wasserwirtschaftlichen Aspekten erarbeitet. Hier besteht die Möglichkeit Erfahrungen auszutauschen und Vorsorge zu treffen. Die SGD können Synergien nutzen, um relevante Daten, z. B. in Form von Themenkarten, aufzubereiten und vorzuhalten. Eine homogene Vorgehensweise bei der Bewertung und Darstellung solcher Themenkarten bewirkt eine breitere Akzeptanz.

Einen großen Informationsgewinn versprechen auch der Aufbau und die Pflege von „Erdwärmeanlagenkatastern“. Sie können in Kombination mit dem Auftrag zur Bohrungserfassung im Rahmen der staatlichen Aufträge zum Führen von Bohrungsarchiven mit geringem Mehraufwand erstellt werden. Inhaltsumfang und Strukturen der „Erdwärmeanlagenkataster“ hängen daher mit den Strukturen der bereits installierten Bohrungsdatenbanken in den jeweiligen Ländern zusammen. Empfehlenswert sind hierbei der strukturierte und auf ein Mindestmaß reduzierte Datenfluss von den Genehmigungsbehörden an die SGD sowie die strikte Anwendung des Lagerstättengesetzes.

In fast allen Ländern existieren bereits Leitfäden für die Erdwärmenutzung, in denen aus meist wasserwirtschaftlicher Sicht die wichtigsten Vorgehensweisen einer richtigen Planung, eines sicheren Einbaus sowie ein unschädlicher Betrieb von Erdwärmeanlagen beschrieben und empfohlen werden. Leitfäden haben in einigen Ländern bereits durch eine konsequente Gesetzgebung Rechtskraft erhalten. Hier könnten bundesweit noch Fortschritte erzielt werden.

Aus diesem Grund erscheint es dem PK Geothermie wichtig, dass die Leitfäden regelmäßig an den Stand der Technik und die Bewertungskarten dem Wissensstand der SGD angepasst werden.

Eine kompetente und geowissenschaftliche fundierte Beratung für die Nutzung von Erdwärmesonden bedarf auch für den tieferen Untergrund bis deutlich über 100 m Tiefe einer dichten Datenbasis. Daher ist von den SGD immer Sorge zu tragen, dass neue Untergrunddaten von den ausführenden Unternehmen eingefordert und in die jeweiligen Informationssysteme eingepflegt werden. Um einen annähernd vollständigen Datenfluss zu erreichen, sollten alle

behördlichen Möglichkeiten ausgeschöpft werden, die das Lagerstättengesetz bietet. Eine enge Zusammenarbeit und Absprache mit den Bergbehörden als vollziehende Kraft kann diese Forderung erleichtern.

7.4 Die Rolle der SGD

Die SGD stehen maßgeblich in der Verantwortung, die Bereitstellung von aufbereiteten Untergrunddaten voranzutreiben, um Gefährdungspotenziale durch Erdwärmenutzungen zu vermeiden, aber auch um ausgelöste Auswirkungen durch Beratung zu mindern. Dazu führen die SGD im Rahmen ihres staatlichen Auftrages die umfangreichsten geologischen und hydrogeologischen Datenbestände in den Ländern und bewerten diese oft heterogenen Daten in Bezug auf die in dem Bericht dargestellten Gefährdungspotenziale.

Durch ihre kompetente Beratung leisten die SGD einen wichtigen Beitrag zur Förderung eines umweltbewussten und sicheren Umganges der Erdwärmenutzung und dadurch zum Klimaschutz. Zukunftsorientiert wäre eine länderübergreifend abgestimmte, einheitliche und geowissenschaftliche begründbare Beratungspraxis, eine noch engere Zusammenarbeit der betroffenen Behörden.

Das Fachwissen der Staatlichen Geologischen Dienste trägt schon heute erfolgreich dazu bei, das Gefährdungspotenzial von Geothermie- (und anderen) Bohrungen in den Bundesländern zu mindern. Fachkompetenz über den Untergrund und Know how zu neuen Techniken wirken sich positiv auf die Sicherheit der Erdwärmenutzung und daher auch auf die Schutzgüter Grundwasser, Untergrund, Umwelt und Eigentum aus.

8 Literatur

- Anagnostou, G. (1992): Untersuchungen zur Statik des Tunnelbaus in quelfähigem Gebirge. – Veröffentlichung des Instituts für Geotechnik der ETH Zürich, Band 201, August 1992.
- Arning, E., Kölling, M., Panteleit, B., Reichling, J., Schulz, H. (2006): Einfluss oberflächennaher Wärmegegewinnung auf geochemische Prozesse im Grundwasserleiter. In: Grundwasser – Zeitschrift der Fachsektion Hydrogeologie 1/2006 S. 27-39.
- Bassetti, S., Rohner, E., Signorelli, S. & Matthea, B. (2006): Dokumentation von Schadensfällen bei Erdwärmesonden – Schlussbericht 2006. (Download: www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de&project=99995)
- Bell, K.J., Mueller A.C. 2001: Wolverine Engineering Data Book II, Chapter 1.6: Fouling in Heat Exchangers S. 46-57, Wolverine Tube Inc.
- DVGW (2008) :DVGW – Positionspapier „Erdwärmenutzung in Trinkwassereinzugsgebieten, Stand 10.11.2008.
- Frick, S., Schröder, G., Rychtyk, M., Bohnenschäfer, W., Kaltschmitt, M. (2007): Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung – Analyse und Bewertung der klein- und großräumigen Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung. - Endbericht, Forschungsprojekt FKZ 205 42 110 im Auftrag des Umweltbundesamtes; Leipzig.
- Hauber, L., Jordan, P., Madsen, F., Nüesch, R., Vögtli, B. (2005): Tonminerale und Sulfate als Ursache für druckhaftes Verhalten von Gesteinen; Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation / Bundesamt für Straßen.
- Henke, K. F., Krause, H., Müller, L., Kirchmayer, M., Einfalt, Lippmann, F. (1975): Sohlhebungen beim Tunnelbau im Gipskeuper. – Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr Baden-Württemberg.
- Lenarduzzi, F. J.; Radhakrishna, H. S. & Cragg, C. B. H. (2000): The Importance of Grouting to Enhance the Performance of Earth Energy Systems. - Technical and Symposium Papers of the ASHRAE, 106, 1: 424-434.
- Müller-Ruhe, W. (2010): Risikovorsorge und Beherrschung – Mittel und Maßnahmen. - Schr.-R. GDMB, 123: 93 – 100; Clausthal-Zellerfeld.
- Ofner, C., Wieber, G. (2008): Geothermisches Potenzial gefluteter Bergwerke. In: bbr Jahresmagazin 12/2008, S. 72-77.
- PK Oberflächennahe Geothermie (2008): Sachstandsbericht für einen bundeseinheitlichen Produktkatalog zur wirtschaftlichen Anwendung oberflächennaher geothermischer Daten. - Bericht des Personenkreises Oberflächennahe Geothermie (PK OG) der Ad-hoc-AG Hydrogeologie an den Direktorenkreis der Staatlichen Geologischen Dienste und den Bund-Länder-Ausschuss-Bodenforschung, 44 S. - Informationen aus den Bund-/ Länder-Arbeitsgruppen der Staatlichen Geologischen Dienste. - Wiesbaden; unveröff. Bericht].
- PK Tiefe Geothermie (2008): Nutzungen der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund (Tiefe Geothermie) – geowissenschaftliche Parameter und Untersuchungsverfahren. - Bericht des Personenkreises Tiefe Geothermie (PK TG) der Ad-hoc-AG Geologie an den Direktorenkreis der Staatlichen Geologischen Dienste und den Bund-Länder-Ausschuss-Bodenforschung, 38 S. - Informationen aus den Bund-/ Länder-Arbeitsgruppen der Staatlichen Geologischen Dienste.- Freiburg; unveröff. Bericht].
- Rauh, F. (2009): Untersuchungen zum Quellverhalten von Anhydrit und Tongesteinen im Tunnelbau. – Münchner Geowiss. Abh., 11, S. 1-110, München.

- Reimann, M. (1991): Geologisch-lagerstättenkundliche und mineralogische Untersuchungen zur Vergipsung und Volumenzunahme der Anhydrite verschiedener geologischer Formationen unter natürlichen und labormäßigen Bedingungen. –Geologisches Jahrbuch, Reihe D, Heft 97, Hrsg. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe und den Geologischen Landesämtern in der Bundesrepublik Deutschland.
- Schippers, A., Reichling, J. (2006).: Laboruntersuchungen zum Einfluss von Temperaturveränderungen auf die Mikrobiologie des Untergrundes. Grundwasser 11(1), 40–45.
- Steuerwald, K., Rumohr, S. (2010): Länderübergreifende Risikoanalyse geothermischer Projekte – eine Erhebung im Auftrag des Bund-/Länder-Ausschusses Bodenforschung (BLA-Geo). – Schr.-R. GDMB, 123: 69 – 78, 3 Abb., 1 Tab.; Clausthal-Zellerfeld.
- Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe (Anlagenverordnung – VAwS).
- Wittke, M., Wittke-Gattermann, P., Wahlen, R.(2007): Möglichkeiten der Optimierung des Tunnelbaus im quellfähigen Gipskeuper durch Berücksichtigung der Selbstabdichtung. – Zeitschrift Geotechnik 4/2007.
- Wrede, V.; Steuerwald, K.; Dölling, M.; Lenz, A.; Hiß, M.; Schäfer I.; Heuser, H.; Lehmann, K. (2010): Die Bohrungshavarie Kamen-Wasserkurl aus geowissenschaftlicher Sicht. – Schr.-R. GDMB, 123: 53 – 67, 4 Bilder, 2 Abb.; Clausthal-Zellerfeld.

9 Abbildungsverzeichnis

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 5-1: Gefährdungspotenzial Grundwasserstockwerksbau und Artesik. | 9 |
| Abbildung 5-2: Gips- und Anhydritvorkommen im Gips-Keuper. | 12 |
| Abbildung 5-3: Gips- und Anhydrit-Vorkommen im Gips-Keuper. | 12 |
| Abbildung 5-4: Artesischer Grundwasseraustritt mit Ausspülung von Feinmaterial. | 17 |
| Abbildung 5-5: Artesischer Grundwasseraustritt einige Meter neben einer EWS-Bohrung. | 17 |
| Abbildung 5-6: Verwilderter Arteser in Wiesbaden. | 18 |
| Abbildung 5-7: Verockerung einem Schluckbrunnen. | 19 |
| Abbildung 5-8: Reale geologische Situation in Sachsen-Anhalt – Verschleppung eines Schadstoffs in den GWL durch den Bohrvorgang. | 21 |
| Abbildung 5-9: Hebungsrisse an Gebäuden in Staufeu i. Br. | 25 |
| Abbildung 5-10: Senkungen und Hebungen verursacht durch eingefrorene Zuleitungen einer Erdwärmesondenanlage. | 26 |
| Abbildung 5-11: Schema Verbruch durch Karst- und Bergbauvorkommen. | 28 |
| Abbildung 5-12: Schematische Darstellung der geologischen Situation in Kamen-Wasserkurl. | 29 |
| Abbildung 5-13: Setzung infolge Frostbildung in der Erdwärmesondenbohrung | 30 |
| Abbildung 5-14: Verschmutzung eines Oberflächengewässers infolge einer überlaufenden Spülwanne. | 31 |
| Abbildung 5-15: Eintrübung eines Oberflächengewässers. | 32 |
| Abbildung 5-16: Verschmutzung eines Grundstücks durch unkontrolliertes Ableiten von Bohrspülungswasser inkl. bohrlochstabilisierender schäumungsaktiver Substanzen. | 33 |
| Abbildung 5-17: Verschmutzung von Grundstücken durch das Austreten wassergefährdender Stoffe (Maschinenöl) durch das Bohrgerät | 33 |

10 Anlagenverzeichnis

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Anlage 1: Auswertung der Umfrage bei den SGD | 49 |
| Anlage 2: Gefährdungspotenziale und bekannte Auswirkungen geothermischer Vorhaben | 56 |
| Anlage 3: bekannte Auswirkungen bei verschiedenen Anlagetypen | 57 |
| Anlage 4: Erdbeben in der Nähe tiefer geothermischer Bohrungen, bei denen Erschütterungen an der Erdoberfläche verspürt wurden | 58 |

Anlage 1: Auswertung der Umfrage bei den SGD

| Nr. | Frage | Antwort-möglichkeit | Anzahl der Rückmeldungen |
|-----|---------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|--------------------------|
| 1 | Sind dem SGD Unregelmäßigkeiten, Vorkommnisse oder Unfälle bei Geothermiebohrungen bekannt? | Ja | 13 |
| | | nein | 1 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 2 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 1 und 2

| | | | |
|---|-----------------------------------------------------------------------------|------------------------------|----|
| 2 | Kann der SGD auch auf weitere Informationen anderer Behörden zurückgreifen? | ja | 15 |
| | | nein | 0 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 1, 2, 3

| | |
|---|-----------------------------------------------------|
| 3 | Wenn ja, welche Behörden/Einrichtungen? Klartext |
|---|-----------------------------------------------------|

Auflistung der Rückmeldungen aus den Ländern (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

Wasserbehörden, Wasserwirtschaftsverwaltung, Landesumweltämter, Umweltämter, Staatliche Ämter für Umwelt und Naturschutz, Landratsämter, Bergdirektion, Bergbehörde, Bergaufsicht, Intranet-Netze der Landesverwaltung, Bezirksregierungen, Vollzugsbehörden, Brunnenbaufirmen, Ingenieurbüros, Universitäten, Medien

| | | | |
|---|---------------------------------------------------------|------------------------------|----|
| 4 | Sind dem SGD landestypische Gefahrenpotenziale bekannt? | ja | 15 |
| | | nein | |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5 und 6

| | |
|---|---------------------------|
| 5 | Wenn ja, welche? Klartext |
|---|---------------------------|

Auflistung der Rückmeldungen aus den Ländern (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

Artesik, artesische und stark gespannte Grundwasserleiter, bes. hydrostatische Druckverhältnisse, Versalzung des Hauptgrundwasserleiters, Salzwasserintrusionen, Salzstöcke mit Gipshut, Salinartektonik, Salzwasser mit Einfluss auf Spülung und Zementation, Anhydrit- und Gipsvorkommen und Tonmineralquellung, Quelltone (Bentonite, montmorillonithaltige Tone), Fliessande, Störungszonen, geogene Ausgasungen, Antreffen von Gas, CO₂-Aufstieg, Methanausgasung, Karsthohlräume, Verkarstung, Hohlräume im Kalk-/Sulfatgestein, Stockwerksbau, Altlasten, GW-Verunreinigungen, Ökologische Großprojekte - vorhandene GW-Kontamination, Hangrutsch-Risiko, Seismizität, Bergbau / Altbergbau, verfüllte Restlöcher (Tagebaue) bzw. Kippenflächen, ehem. Erzbergbauggebiete

| Nr. | Frage | Antwort-möglichkeit | Anzahl der Rückmeldungen |
|-----|------------------------------------------------------|------------------------------|--------------------------|
| 6 | Geogene Gefahrenpotenziale besonderer Schichtfolgen? | ja | 13 |
| | | nein | 2 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 4 und Kap. 5.1

| | |
|---|------------------------------------------------------------------------------------|
| 7 | Wenn ja, welche stratigraphischen Abschnitte (Aufzählung / Abk. erlaubt)? Klartext |
|---|------------------------------------------------------------------------------------|

Auflistung der Rückmeldungen aus den Ländern (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

Quartär: Salzwasserführung oder Artesik, Stabilität des Elbhanges, Fliesssande, Quelltone, seismisch aktive Störungsbereiche

Tertiär: Salzwasserführung oder Artesik im Rupel (Unter-Oligozän), schwebende Grundwasserstockwerke in der Molasse, Auftreten von Quelltonen, Braunkohlenflöze, gleichförmige Sande, Tone, Störungszönen

Kreide: Schreibkreide und Kalksteine, Erdfälle, artesisches GW-Verhältnisse, Verkarstung, Schichtverstellungen an Störungen, Soleaufstieg,

Jura: im Malm, örtlich Gips-/Anhydrit und Salz; Kalk- und Mergelsteine (Erdfälle, artesisches GW-Verhältnisse, Verkarstung, Lösung, Ausfällung), Störungen, im Lias, der Posidonien-schiefer enthält wie die Ölschiefer bituminöse Bestandteile und kann bei Wärmezufuhr „Schieferöl“ freisetzen.

Trias: In der alpinen Obertrias Raibler Schichten (Verkarstung und Auslaugung der Kalk- und Dolomitsteine mit Salz- und Gipseinschlüssen, z. T. aber auch Stau- und Quellhorizonte), In der germanischen Trias im Unteren und Oberen Gipskeuper, besonders im Gipskeuper (km1) (Grundgips, z. T. im Sandsteinkeuper; im Muschelkalk: Muschelkalksteine (z.T.mu, mm-mo) Sulfat- bzw. Gipsführung, Verkarstung; im Buntsandstein: Gips- und Anhydritsteine im Ob. Buntsandstein (Röt)

Perm: In der Zeit des Skythium entstand im Alpenraum das Haselgebirge aus einem Mischgestein, das aus Tonmineralen, Sandstein, Anhydrit, Steinsalz und Nebensalzen besteht. Im norddeutschen Becken entstanden im Zechstein Wechsellagerungen aus Stein-, z.T. Kali-Salz, Gips- und Anhydrit-, Kalk- und Tonstein sowie Plattendolomit, z. T. sind in Norddeutschland Salzdiapire (oberflächennah)

Karbon: im Unterkarbon Kohlenkalkstein, Verkarstung, Störungen, Steinkohle im Oberkarbon, Methan, oberflächennaher Bergbau

Devon: Kalksteine des Devons, Riffkarbonatgesteine als Linsenkörper mit Verkarstung, Störungen

Silur: Keine Meldungen

Ordovizium-Zeit: Gießbach-Formation (Karbonatgesteine), Herold-Formation Phyllite mit Karbonatgesteinen,

Kambrium-Zeit: Raschau-Formation (Karbonatgesteine und Dolomitmarmor)

Präkambrium-Zeit: Marmore des Präkambriums

| Nr. | Frage | Antwort- möglichkeit | Anzahl der Rückmeldungen |
|-----|-------|-------------------------|-----------------------------|
|-----|-------|-------------------------|-----------------------------|

| | | | |
|---|-------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---|
| 8 | Wurden nicht beabsichtigt größere Störungen und/oder Hohlräume erbohrt? | Ja | 8 |
| | | nein | 4 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 4 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.1

| | | | |
|---|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---|
| 9 | Kam es zu unvorhergesehenen Ausgasungen, Ausbläser, Verpuffungen (CO ₂ , H ₂ S, CH ₄ , andere KW)? | ja | 4 |
| | | nein | 6 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 6 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.4

| | | | |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---|
| 10 | Gab es Vorkommnisse durch nicht erwartete Schichtenfolgen und/oder Mineralbildungen? | ja | 3 |
| | | nein | 6 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 7 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.3

| | | | |
|----|---------------------------------------|---------------------------------|----|
| 11 | Wurde induzierte Seismizität erzeugt? | ja | 2 |
| | | nein | 12 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 2 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 6

| | |
|----|--------------------------------------------------------------------------|
| 12 | Sind weitere nicht genannte geogene Gefahrenpotenziale bekannt? Klartext |
|----|--------------------------------------------------------------------------|

Auflistung der Rückmeldungen aus den Ländern (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

lokale Verkarstung; setzungsempfindliche Sedimente; rutschgefährdete Gebiete; bes. hydrostatische Druckverhältnisse im südl. Molassebecken; lokale hydrochemische Grundwasser-Beschaffenheit; Aufstieg von Sole oder Thermalwasser

| | | | |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---|
| 13 | Kam es zu "Kurzschlüssen" zwischen einem oder mehreren Grundwasserleitern oder Grundwasser-Stockwerken? | ja | 8 |
| | | nein | 0 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 8 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.2

| Nr. | Frage | Antwort- möglichkeit | Anzahl der Rückmeldungen |
|-----|-------|-------------------------|-----------------------------|
|-----|-------|-------------------------|-----------------------------|

| | | | |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 14 | Traten nicht erwartete artesische Druckverhältnisse, besondere Druckgradienten, hydrodynamische Vorkommnisse (Karst / Stockwerksbau) auf? | ja | 12 |
| | | nein | 2 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 2 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.2

| | | | |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 15 | Kam es zu Veränderungen des Grundwasser-Chemismus (z. B. Versalzung, Mineral- und Salzwasseraufstieg)? | ja | 3 |
| | | nein | 1 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 12 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.2

| | | | |
|----|------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 16 | Traten bei Geothermiebohrungen Veränderungen der Permeabilität oder der Gebirgstemperatur auf? | ja | 1 |
| | | nein | 3 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 12 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.3

| | | | |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---|
| 17 | Sind Ihnen Beeinträchtigungen an Grundwassermess- und Entnahmestellen bekannt (Trübung, Verkarstung, Verkeimung, etc.)? | ja | 3 |
| | | nein | 6 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 7 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.2

| | | | |
|----|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 18 | Gab es Beeinträchtigungen in Einzugsgebieten von Trinkwasser- und Heilquellenschutzgebieten, in Mineral- und Thermalwasserbrunnen? | ja | 1 |
| | | nein | 4 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 11 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.2

| | | | |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---|
| 19 | Wurden Hohlräume wegen nicht bekannten, nicht dokumentierten, oder wegen "wildem Altbergbau" erbohrt? | ja | 2 |
| | | nein | 7 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 7 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.1

| | | | |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---|
| 20 | Kam es zu Geländeänderungen oder Baumängeln im Umfeld von Geothermiebohrungen (Hebungen / Senkungen / Risse)? | ja | 7 |
| | | nein | 4 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 5 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.4

| Nr. | Frage | Antwort- möglichkeit | Anzahl der Rückmeldungen |
|-----|-------|-------------------------|-----------------------------|
|-----|-------|-------------------------|-----------------------------|

| | |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 21 | Sind weitere nicht genannte geologische / hydrogeologische Gefahrenpotenziale bekannt? Klartext |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------|

Eintrübung von Oberflächen-Gewässern durch Bohrspülung

| | | | |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|----|
| 22 | Gab es Schadensfälle beim Bohrvorgang bis zur Aufgabe der Bohrung (Materialermüdung, Werkzeugverlust, Bohrlocheinbruch)? | ja | 11 |
| | | nein | 1 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 5 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.4

| | | | |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|---|
| 23 | Kam es zu Schadensfällen nach dem Bohren und vor der Inbetriebnahme von Geothermieranlagen (Beanstandungen durch Auftraggeber)? | ja | 7 |
| | | nein | 0 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 9 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.5

| | | | |
|----|----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|---|
| 24 | Sind Ihnen Schadensfälle während des Betriebs von Geothermieranlagen bekannt geworden? | ja | 4 |
| | | nein | 5 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 7 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.5

| | | | |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|---|
| 25 | Sind Projekte mit nicht ausgeglichenen Wärmebilanzen der Anlagen bekannt (Heizung im Verhältnis zur Kühlung)? | ja | 7 |
| | | nein | 0 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 9 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.5

| | | | |
|----|--------------------------------------------------------------------|------------------------------|----|
| 26 | Kam es zu nicht ausreichenden Ergiebigkeiten / zu Planungsfehlern? | ja | 11 |
| | | nein | 0 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 5 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.5

| | | | |
|----|------------------------------------------|------------------------------|---|
| 27 | Sind Leckagen an Erdwärmesonden bekannt? | ja | 4 |
| | | nein | 4 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 8 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.5

| Nr. | Frage | Antwort- möglichkeit | Anzahl der Rückmeldungen |
|-----|-------|-------------------------|-----------------------------|
|-----|-------|-------------------------|-----------------------------|

| | | | |
|----|-------------------------------------------------------------|---------------------------------|---|
| 28 | Sind Ihnen Abschaltungen wegen Gasdif- fusionen bekannt? | ja | 3 |
| | | nein | 5 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 8 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 5.5

| | | | |
|----|----------------------------------------------------------|---------------------------------|---|
| 29 | Wurden Anlagen außer Betrieb gesetzt oder rückgebaut? | ja | 9 |
| | | nein | 2 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 5 |

| | |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 30 | Sind Ihnen weitere, nicht genannte, technisch bedingte Gefahrenpotenziale bekannt? Klartext |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------------|

Auflistung der Rückmeldungen aus den Ländern (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

Fehlende o. unsachgemäße Verpressung der Bohrung führen zu hydrogeol. Kurzschlüssen; fehlerhafte Leistung von Bohrfirma, unvollständige Verpressung; Beständigkeit der Abdichtung u. des Sondenmaterials, Flur- und Umweltauswirkungen (Ein-, Ableitung von Bohrspülungen); Frost-Tauwechsel-Unbeständigkeit; ungeeignetes Verpressmaterial, schlecht ausgebildete/nicht zertifizierte Bohrmannschaft, nicht werkseitig verschweißte Sonden, keine fachgerechte Planung/Auslegung von EWA, gegenseitige Beeinflussung bei Großanlagen v.a. in grundwasserdurchströmten Bereichen (Heizen + Kühlen); Aufgabe der Sondenbohrung wegen starker Artesik, z. B. verwildernde Austritte.

| | | | |
|----|-----------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 31 | Erhalten Sie im Vorfeld Informationen zu geplanten Geothermie-Projekten? | ja | 15 |
| | | nein | 0 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 7

| | | | |
|----|----------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 32 | Sind Sie im behördlichen Verfahren grundsätzlich beteiligt? | ja | 10 |
| | | nein | 5 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 7

| | | | |
|----|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 33 | Erhalten Sie Kenntnis über den Beginn der Geothermie-Bohrarbeiten? | ja | 14 |
| | | nein | 1 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 7

| Nr. | Frage | Antwort- möglichkeit | Anzahl der Rückmeldungen |
|-----|-------|-------------------------|-----------------------------|
|-----|-------|-------------------------|-----------------------------|

| | | | |
|----|-----------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 34 | Erhalten Sie Kenntnis von Erlaubnisbe- scheiden? | ja | 14 |
| | | nein | 1 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 7

| | | | |
|----|------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 35 | Erhalten Sie Schichtenverzeichnisse von Geothermie-Bohrungen? | ja | 15 |
| | | nein | 0 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 7

| | | | |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 36 | Haben Sie Einfluss auf die Nebenbestim- mungen der Genehmigung in Form einer Stellungnahme? | ja | 15 |
| | | nein | 0 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

Anm. der Redaktionsgruppe: siehe Kap. 7

| | | | |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 37 | Sind Ihnen weitere, in dem Fragebogen noch nicht benannte Gefahrenpotenziale bekannt? | ja | 2 |
| | | nein | 11 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 3 |

| | | | |
|----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 38 | Hat der SGD Maßnahmen ergriffen, um Gefahrenpotenziale im Bundesland be- kannt zu machen? (z. B. Ampelkarte für Standortbeurteilung) | ja | 14 |
| | | nein | 1 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

| | | | |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 39 | Gibt es in Ihrem SGD bereits Vorschläge, die Gefahrenpotenziale bei GT-Bohrungen zu minimieren? | ja | 11 |
| | | nein | 2 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 3 |

| | |
|----|------------------------------------------------------------------------------------|
| 40 | Sind Ihnen weitere nicht genannte Verfah- rensbeitilgungen bekannt? Klartext |
|----|------------------------------------------------------------------------------------|

Keine weitere Meldung aus den Bundesländern

| | | | |
|----|------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----|
| 41 | Sind Sie bereit eine/n Fachkollegen/in in den PK Geothermie zu entsenden? | ja | 14 |
| | | nein | 1 |
| | | keine Angabe / nicht bekannt | 1 |

Anlage 2: Gefährdungspotenziale und bekannte Auswirkungen geothermischer Vorhaben

| | | | | hydrogeologisch / geologisch | | | | | | | | | | | | geotechnisch / technisch / anthropogen | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|----------------------------------------|--|------------------------------------|------------------------------|----------------------------|---------|---------------|----------------------|-----------------------------|----------|------------------|------------|-----------|------------------------|--------------|----------------------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------------|-------------------|------------------------|--------------------------|---------------------------------------|---------------|----------------|-----------------|-------------------------|---|
| Gefährdungspotenzial Auswirkungen | | | Anzahl der bekannten Auswirkungen* | | Druckpotenzialunterschiede | Artesik | Stockwerksbau | Sulfathaltige Wässer | höher mineralisierte Wässer | Anhydrit | quellfähige Tone | Fließeande | Steinsalz | Karbonat-/ Sulfatkarst | Gasvorkommen | | Störungs-/ Klüftzonen | Altbergbau / Hohlräume | Rutschungen, gefährdete Hänge | Kippen, Altlasten | Dimensionierungsfehler | unzureichende Abdichtung | nicht dauerhaft beständige Abdichtung | Bohrverfahren | Bohrausrüstung | Materialschäden | Mangelnde Qualifikation | |
| 1 | Auswirkungen auf das Grundwasser | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | geohydraulisch | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.1.1 | Absenkung | | 11 | | X | X | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | | X | X | 0 | 0 | 0 | X | X | X | X | 0 | X |
| 1.1.2 | Aufhöhung / Anstieg | | 7 | | X | X | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | | X | 0 | 0 | 0 | 0 | X | X | X | 0 | 0 | X |
| 1.1.3 | Wasseraustritt | | 49 | | X | X | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | X | 0 | 0 | 0 | 0 | X | X | X | X | 0 | X |
| 1.2 | hydrochemisch | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.2.1 | Mischung von Wässern | | 13 | | X | X | X | X | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | | X | X | 0 | 0 | X | X | X | X | X | 0 | X |
| 1.2.2 | Ausfällungen | | 1 | | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.2.3 | Lösung / Mobilisierung | | 1 | | 0 | 0 | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.2.4 | Stoffeintrag (z.B. von Schadstoffen) | | 17 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | | 0 | 0 | X | 0 | X | 0 | 0 | X | X | X | X |
| 1.3 | thermisch | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.3.1 | Erwärmung | | 1 | | 0 | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X |
| 1.3.2 | Abkühlung | | 9 | | 0 | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | X | X | X | 0 | 0 | 0 | 0 | X |
| 1.4 | biologisch | | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Auswirkungen auf den Untergrund | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | Hebungen | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2.1.1 | Quellvorgänge, Mineralbildung | | 2 | | X | X | X | X | X | X | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | X | X | X | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2.1.2 | Vereisung | | 38 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | X | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | X |
| 2.2 | Setzungen | | 15 | | X | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | X | 0 | | X | X | 0 | 0 | X | X | X | X | 0 | 0 | X |
| 2.3 | Suffosion | | 2 | | 0 | X | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | X | X | X | 0 | 0 | 0 | X |
| 2.4 | Rutschungen | | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2.5 | Verbruch / Einbruch | | 5 | | 0 | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | X | 0 | | 0 | X | 0 | 0 | X | X | X | X | 0 | 0 | X |
| 2.6 | Ausgasung | | 7 | | 0 | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Auswirkungen auf die Umwelt | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | Verschmutzung von Oberflächengewässern | | 16 | | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | X | 0 | X |
| 3.2 | Verschmutzung von Grundstücken | | 24 | | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 | 0 | X | 0 | 0 | X |
| 4 | Auswirkungen auf Anlagentechnik | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | Gasdiffusion in Pe-Sonde | | 2 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4.2 | Verockerung (des Schluckbrunnens) | | 17 | | 0 | 0 | X | X | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X |
| 4.3 | Korrosion (z.B. Wärmetauscher) | | 42 | | 0 | 0 | X | 0 | X | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X | 0 |
| Zusatz | Querschnittsverengung der Sonde | | 1 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | X |

* die Anzahl der bekannten Auswirkungen ergibt sich aus der im Berichtszeitraum stattgefundenen Länderabfrage der SGD und Genehmigungsbehörden.

Anlage 3: bekannte Auswirkungen bei verschiedenen Anlagentypen

| Auswirkungen | | Anlagentypen | | | |
|--------------|-----------------------------------------|--------------|---------|-------------|---------------------------------|
| | | Sonden | Brunnen | Kollektoren | Grubenwasser ((Alt-)Bergbau) |
| 1 | Auswirkungen auf das Grundwasser | | | | |
| 1.1 | geohydraulisch | | | | |
| 1.1.1 | Absenkung | x | x | | x |
| 1.1.2 | Aufhöhung | x | x | (x) | x |
| 1.1.3 | Wasseraustritt | x | x | | |
| 1.2 | hydrochemisch | | | | |
| 1.2.1 | Mischung von Wässern | x | x | | x |
| 1.2.2 | Ausfällungen | | x | | x |
| 1.2.3 | Lösung / Mobilisierung | (x) | x | | x |
| 1.2.4 | Stoffeintrag (z.B. von Schadstoffen) | x | x | x | x |
| 1.3 | thermisch | | | | |
| 1.3.1 | Erwärmung | x | x | x | x |
| 1.3.2 | Abkühlung | x | x | x | x |
| 1.4.1 | Biofouling | | x | | x |
| 2 | Auswirkungen auf den Untergrund | | | | |
| 2.1 | Hebungen | | | | |
| 2.1.1 | Quellvorgänge, Mineralbildung | x | | | |
| 2.1.2 | Vereisung | x | | x | |
| 2.2 | Setzungen | | | | |
| 2.3 | Suffosion | | | | |
| 2.4 | Rutschungen | | | | |
| 2.5 | Verbruch / Einbruch | | | | |
| 2.6 | Ausgasung | | | | |
| 3 | Auswirkungen auf die Umwelt | | | | |
| 3.1 | Verschmutzung von Oberfl.-gewässern | x | x | | |
| 3.2 | Verschmutzung von Grundstücken | x | x | | |
| 4 | Auswirkungen auf Anlagentechnik | | | | |
| 4.1 | Gasdiffusion in Pe-Sonde | | | | |
| 4.2 | Verockerung (des Schluckbrunnens) | | x | | |
| 4.3 | Korrosion (z.B. Wärmetauscher) | | x | | |

Anlage 4: Erdbeben in der Nähe tiefer geothermischer Bohrungen, bei denen Erschütterungen an der Erdoberfläche verspürt wurden

| Standort | Datum des stärksten Erdbebens | größte aufgetretene Magnitude M_l | Erschütterungen verspürt? | Quelle |
|-----------------|-------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| Basel (Schweiz) | 08.12.2006 | 3,4 | ja (auch in Deutschland verspürt) | Schweizerischer Erdbebedienst |
| Insheim | 09.04.2010 | 2,4 | ja | Landeserdbebedienst Rheinland-Pfalz |
| Landau | 15.08.2009 | 2,7 | ja | Landeserdbebedienst Rheinland-Pfalz |
| Unterhaching | 03.07.2008 | 2,5 | ja | Erdbebedienst Bayern |

C.A.R.M.E.N. Merkblatt

Nahwärmenetze und Bioenergieanlagen Ein Beitrag zur effizienten Wärmenutzung und zum Klimaschutz

Die Wärmeversorgung mehrerer Abnehmer mittels eines Nahwärmenetzes kann ökologisch und ökonomisch sinnvoll sein und nimmt im Bereich der modernen Energieversorgung einen immer wichtigeren Stellenwert ein. Der Ausbau ist politisches Ziel und das nicht ohne Grund:

- Aus dem Bereich der Stromerzeugung z. B. durch Biogasanlagen aber auch anderen technischen Prozessen steht Abwärme zur Verfügung, die zum Heizen von Gebäuden genutzt werden sollte.
- Eine Motivation für einen Wärmeverbund besteht auch darin, dass zentrale größere Biomasseanlagen in der Regel geringere Wärmegestehungskosten aufweisen und auch hinsichtlich der Emissionen gegenüber vielen einzelnen Feuerungsanlagen als positiv einzustufen sind. Gerade in Luftkurorten werden daher immer häufiger Biomasseheizwerke mit Nahwärmenetzen realisiert.
- Gleichzeitig bietet die Nahwärmeversorgung dem Abnehmer hohen Komfort, da er selbst keine Heizungsanlage mehr betreiben muss.

Wärmenetze sind in der Regel aber nur dann wirtschaftlich zu betreiben, wenn die Länge des Netzes in einem sinnvollen Verhältnis zur genutzten Wärmemenge steht. Ein Zusammenschluss ist daher nicht in jedem Fall sinnvoll und muss im Einzelfall geprüft werden. Welche Aspekte berücksichtigt werden müssen, soll hier kurz dargestellt werden.

Was ist ein Nahwärmenetz?

Bei einem Wärmenetz wird die Wärme über ein in einer Rohrleitung fließendes Medium – in der Regel Wasser – vom Wärmeerzeuger zum Verbraucher geleitet. Beim Verbraucher gibt das Wasser seine Wärmeenergie über eine Hausübergabestation, die den eigenen Wärmeerzeuger ersetzt, ab und wird dabei abgekühlt. Das abgekühlte Medium wird über eine zweite Leitung zum Wärmeerzeuger zurückgeführt und dort wieder erwärmt – der Kreislauf beginnt von vorne. Die Hinleitung zum Verbraucher wird Vorlauf, die Rückleitung Rücklauf genannt, wobei beide üblicherweise als sogenannte Trasse parallel zueinander verlaufen und, wie z. B. die Wasserver- oder Abwasserentsorgung auch, meist im Bereich öffentlicher Straßen unterirdisch verlegt werden.

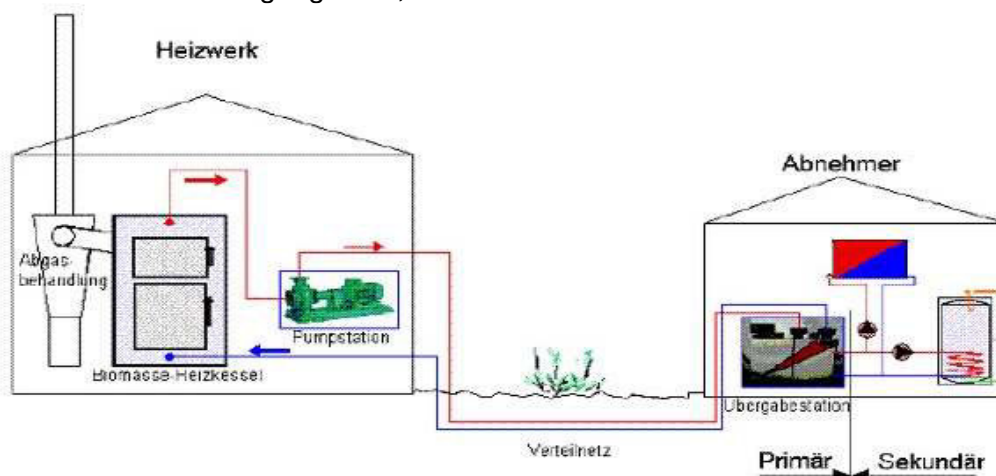


Abbildung 1: Komponenten (Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V.)

Wärmenetze können in unterschiedlichen Formen angelegt werden, wobei das Strahlennetz mit baumförmiger Struktur, die sich von der Wärmequelle zu den Verbrauchern hin aufzweigt, die am einfachsten umzusetzende und in der Regel kostengünstigste Lösung darstellt (siehe Abbildung 2). Von der Hauptleitung mit großem Querschnitt zweigen hier Neben- und zuletzt Hausanschlussleitungen mit entsprechend der jeweiligen Leistungsanforderung immer geringeren Querschnitten ab. Ringstrukturen erleichtern Einbindung weiterer Abnehmer und erhöhen die Versorgungssicherheit, erfordern aber in Summe größere Leitungsquerschnitte und längere Leitungen.

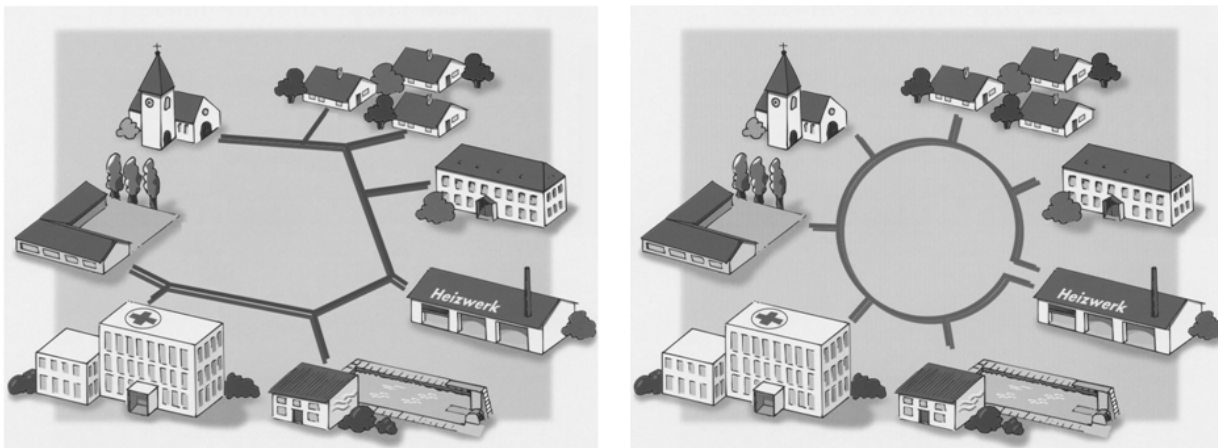


Abbildung 2: Strahlennetz und Ringstruktur als mögliche Formen von Wärmenetzen (Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V.)

Rohrleitungen

Der Aufbau von Wärmeleitungsrohren ist fast immer identisch: Das innere Rohr, in dem das Medium fließt, wird von einer Isolationsschicht umgeben. Zum Schutz der Isolation vor Beschädigungen und Wassereintritt von Außen umgibt diese eine weitere Hülle. Das am häufigsten eingesetzte Kunststoffmantelrohr (KMR) besteht aus einem inneren Medienrohr aus Stahl, einer Isolation aus PU-Schaum und einem Kunststoffrohr als Ummantelung der Isolation. Daneben gibt es auch Wärmeleitungsrohre mit Medienrohren aus Kunststoff oder flexible Rohrsysteme, die eine einfache Verlegung in schwieriger Umgebung ermöglichen. Während Kunststoffmediumrohre die zwangsläufige Wärmedehnung selbst kompensieren können, erfordern Stahlrohre aufwändigere Verlegungsmethoden zur Kompensation der Längenausdehnung. Die Rohrsysteme sind genormt und in unterschiedlichen Durchmessern und Isolationsstärken je nach Leistungsbedarf und notwendiger Dämmung zu erhalten. Darüber hinaus unterscheidet man zwischen Einzelrohr- und Doppelrohrsystemen. Letztere reduzieren die Verlegekosten und haben geringere spezifische Wärmeverluste. Die Wärmeleitungen werden unterhalb der Frostgrenze in 80 bis 170 Zentimeter Tiefe verlegt. Hindernisse wie Straßen, Gewässer und Bahntrassen können mittels Bohrungen unterquert werden. Größere Wärmenetze werden mit einem Leckagewarnsystem ausgerüstet, so dass Undichtigkeiten schnell geortet werden können.



Abbildung 3: Kunststoffmantelrohre
(Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V.)

Wärmeverteilungsverluste nicht unterschätzen

Die Wärmeverteilung über Wärmenetze induziert Verluste. Die Verluste sind abhängig vom benötigten Temperaturniveau, der jährlichen Betriebsdauer und der Dämmungsstärke des Rohrleitungssystems. Je höher die Temperaturdifferenz des Wärmeträgermediums gegenüber der Temperatur des Erdreichs ist, desto größer sind die Verluste. Aus diesem Grunde sind die Temperaturen sowohl des Vorlaufs als auch des Rücklaufs möglichst niedrig zu halten. Die Temperatur des Vorlaufs richtet sich nach dem Bedarf der Verbraucher und bewegt sich meist zwischen 70 und 95 °C. Hochzuhalten sind sie insbesondere auch dann, wenn Brauchwarmwasser erzeugt werden muss. Moderne Bauten mit guter Wärmedämmung und großen Heizflächen kommen auch mit deutlich niedrigeren Vorlauftemperaturen für die Beheizung aus und können teilweise den Rücklauf anderer Abnehmer noch weiter nutzen. Die Spreizung zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur bestimmt dabei die Wärmeübertragungskapazität des Netzes und gibt an, wie effizient die angebotene Wärme bei den Verbrauchern genutzt wird. Sie sollte möglichst groß sein (mindestens 30 K), um die Wassermenge und dadurch den Aufwand an Strom für die Pumpen gering zu halten.

Die Wärmeverluste des Netzes werden zwar über Dämmung der Wärmeleitung so weit wie möglich reduziert, allerdings müssen der Dämmaufwand und die dadurch entstehenden Kosten in einem vernünftigen Verhältnis zum erreichbaren Nutzen stehen.

Bei neuen erdverlegten Wärmenetzen und moderaten Vor- und Rücklauftemperaturen kann man von einer spezifischen Verlustleistung je Meter Wärmetrasse von ca. 25 Watt ausgehen. Wird das Netz das ganze Jahr über betrieben, errechnen sich hieraus Verluste von ($25 \text{ W/m} \cdot 8760 \text{ Stunden/a} = 219 \text{ kWh/(m} \cdot \text{a)}$), was dem Energieinhalt von ca. 22 Litern Heizöl entspricht. Spezifisch fallen diese Verluste umso stärker ins Gewicht, je weniger Wärme über das Netz genutzt wird, das heißt je niedriger die Wärmebedarfsdichte ist, die die durchschnittliche jährliche Wärmeabnahme zur Länge der Wärmetrasse ins Verhältnis setzt [$\text{MWh/(m} \cdot \text{a)}$].

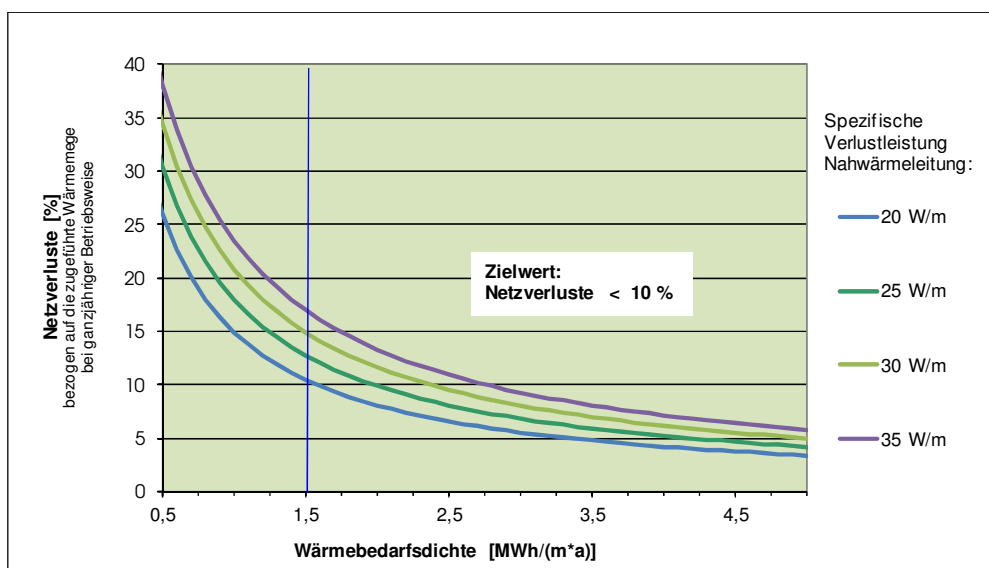


Abbildung 4: Netzverluste in Abhängigkeit von der Wärmebelegungsdichte.

Bei Wärmebedarfsdichten unter $1,5 \text{ MWh/(m} \cdot \text{a)}$, steigen die prozentualen Wärmeverluste stark an. Als Zielwert für ein Wärmenetz im Endausbau von effizienten Biomasseheizanlagen sind Netzverluste von unter 10 Prozent anzustreben. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn die Wärme nicht als Abwärme eines anderen Prozesses quasi kostenfrei zur Verfügung steht, sondern mittels Biomassebrennstoffen zusätzlich erzeugt werden muss. Besonders im Sommerbetrieb von Wärmenetzen können die Netzverluste schnell den Nutzwärmeabsatz für Warmwasser übersteigen. Es sollte daher immer überprüft werden, ob es sinnvoll ist, das Netz oder Teilstränge davon außerhalb der Heizperiode abzuschalten und die Warmwasserbereitung dezentral beim Objekt z. B. über Solarkollektoren zu bewerkstelligen.

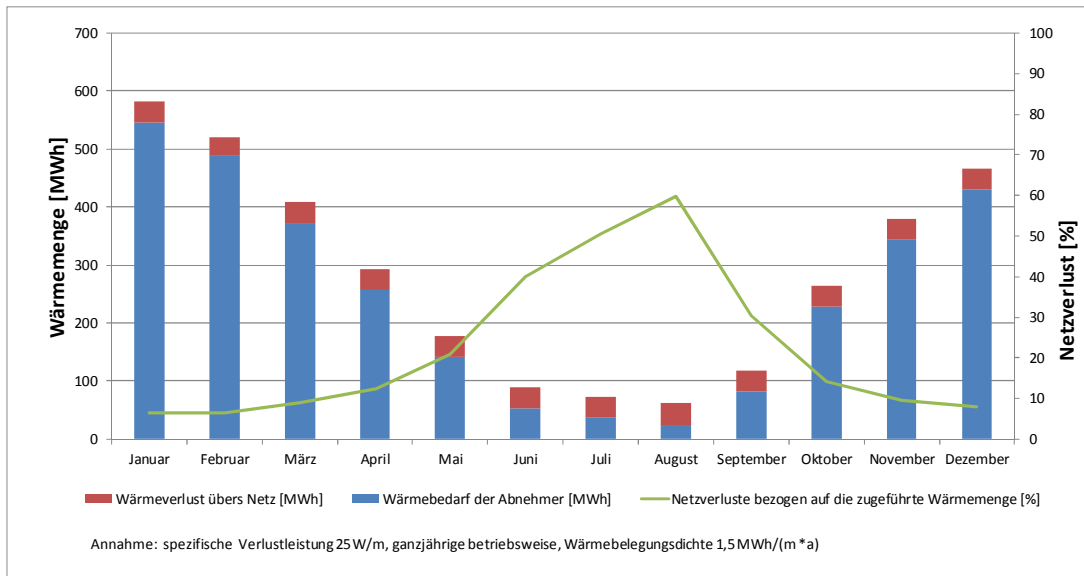


Abbildung 5: Verlauf des Wärmebedarfs und der Netzverluste

Kosten der Wärmeverteilung

Ein Wärmenetz verursacht wegen des relativ hohen Materialeinsatzes, aber auch wegen der je nach Umgebung mehr oder weniger aufwändigen Verlegung hohe Investitions- und damit kapitalgebundene Kosten. In der Regel ist eine Verlegung in einem bereits erschlossenen Gebiet teurer als bei einer Ersterschließung. Erfahrungsgemäß muss bei mittleren Wärmenetzen mit Kosten zwischen 200 und 400 € je verlegtem Trassenmeter gerechnet werden. Diese Kosten müssen in einem vernünftigen Verhältnis zur genutzten Wärmemenge stehen, damit die über das Netz verteilte Wärme konkurrenzfähig gegenüber anderen Wärmeerzeugungsarten bleibt. Zur Abschätzung der Kosten, die durch die Nutzung eines Wärmenetzes entstehen, wurde eine Beispielsrechnung durchgeführt. Für die Berechnung wurde das Planungsprogramm WDesign eingesetzt, das zur Ermittlung von Investitionskosten auf eine Datenbank zurückgreift, die reale Kosten bereits umgesetzter Projekte beinhaltet.

| | Investitions- kosten € | Nutzungsdauer (VDI 2067 Tab. 5) a | Kapital- zinssatz % | Annuität % | Instandsetzg VDI 2067 Tab.5 % | Kapital- kosten €/a | Instandsetzg- kosten €/a | Kapitalgebundene Kosten €/a |
|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------|---------------|-------------------------------------|---------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|
| Netzleitung inkl. Montage | 110.200 | 40 | 6,0 | 6,65 | 1,0 | 7.324 | 1.102 | 8.426 |
| HÜS inkl. Montage | 21.100 | 15 | 6,0 | 10,30 | 1,5 | 2.173 | 317 | 2.490 |
| Grabungskosten | 82.900 | 40 | 6,0 | 6,65 | 0,0 | 5.510 | 0 | 5.510 |
| Netz-Pumpen | 6.500 | 15 | 6,0 | 10,30 | 1,5 | 669 | 98 | 767 |
| Visualisierung Nahwärmenetz | 3.200 | 15 | 6,0 | 10,30 | 1,0 | 329 | 32 | 361 |
| Netzregelung über SPS | 6.500 | 15 | 6,0 | 10,30 | 1,0 | 669 | 65 | 734 |
| Planung 5 % | 11.500 | 40 | 6,0 | 6,65 | 0,0 | 764 | 0 | 764 |
| Summen | 241.900 | | | | | 17.438 | 1.614 | 19.052 |

Tabelle 2: Beispielhafte Berechnung der kapitalgebundenen und betriebsgebundenen Kosten eines Wärmenetzes mit fünf Anschlüssen mit einer gemeinsamen Anschlussleistung von 1.000 kW, einem Jahresenergiebedarf von 1.800 MWh/a und einer Länge des Wärmenetzes von 1.200 m, was der empfohlenen Mindest-Wärmebelegungsdichte von 1,5 MWh/(m*a) entspricht.

Für das beispielhafte Wärmenetz mit einer Länge von 1.200 m lassen sich Investitionskosten unter den angenommenen Rahmenbedingungen einschließlich der Übergabestationen für fünf Anschließer und der notwendigen Peripherie von 241.900 € herleiten. Aus diesen errechnen sich kapitalgebundene Kosten von 19.052 €/a. Es entsteht ein Pumpstrombedarf von 14.000 kWh/a, der bei einem Strompreis von 0,15 €/kWh Stromkosten in Höhe von 2.100 €/a verursacht. Damit generiert alleine das Wärmenetz Kosten in Höhe von 21.152 €/a. Bezieht man diese auf die bei den Anschließern genutzte Energiemenge von 1.800 MWh/a, lassen sich Kosten in Höhe von 11,51 €/MWh errechnen, um die sich jede über das Wärmenetz genutzte Megawattstunde Wärme verteuert. Dieser prinzipielle Kostennachteil muss ausgeglichen werden, wenn sich das Wärmenetz wirtschaftlich günstiger darstellen soll als eine dezentrale Erzeugung in Einzelanlagen. Dies kann über die Nutzung einer weitgehend kostenfreien Wärmequelle wie z. B. eine Abwärmenutzung erfolgen oder über den Einsatz günstigerer Energieträger wie Biomasse gegeben sein. Wird weniger Wärme genutzt und sinkt damit die Wärmebelegungsichte, erhöhen sich die spezifischen Kosten entsprechend und die Wettbewerbsfähigkeit der Wärme aus dem Wärmenetz sinkt. Nicht berücksichtigt sind bei der Beispielsrechnung die im Netz auftretenden Wärmeverluste. Bei Nutzung von Abwärme (z. B. bei der Erzeugung von elektrischer Energie in Biogasanlagen) spielen sie kaum eine Rolle – wird die Wärme vor der Einspeisung in das Netz teuer erzeugt, ist der Mehreinsatz zusätzlich zu bewerten.

Von der Idee zum Verbund

Die Ausgangssituation für den Einsatz eines Nahwärmenetzes kann sehr unterschiedlicher Natur sein: In einem Fall steht lokal Abwärme zur Verfügung, weshalb die nähere Umgebung nach möglichen Wärmesenken sondiert werden muss. Unter Umständen steht die Entscheidung an, ob eine Wärmeleitung oder eine Biogasleitung mit einem Satelliten-BHKW direkt beim Wärmeabnehmer sinnvoller ist. In einem anderen Fall stehen ein oder mehrere Projekte mit hohem Wärmebedarf im Vordergrund. Sie können als Hauptabnehmer einen Wärmeverbund tragen und dessen Ausrichtung wesentlich bestimmen. Kleinere Abnehmer werden nur dann mit angeschlossen, wenn sie direkt am Rohrleitungsnetz liegen.

Allgemein gilt: Gebiete, die ökonomisch sinnvoll mit einem Wärmenetz erschlossen werden können, weisen einen hohen Wärmebedarf je Flächeneinheit, also eine hohe Wärmebezugsdichte auf. Sie sollte mindestens 50, besser 70 kWh/m² betragen. Einfamilienhaus-Bebauungen, die eine Wärmebezugsdichte von unter 30 kWh/m² aufweisen, sind weniger geeignet.

Optimale Wärmeversorgungsgebiete mit hohen Wärmebezugsdichten

- Gebiete mit Geschosswohnungsbauten,
- Gebiete mit verdichteter Bebauung wie z. B. Ortskerne
- räumlich eng zueinander angeordnete öffentliche Gebäude wie Schulzentren, Krankenhäuser, Sportzentren, Schwimmbäder etc.
- Gewerbe- und Industriebetriebe mit hohem Wärmebedarf auf relativ niedrigem Temperaturniveau wie Schlachthöfe, Molkereien, Brauereien u. Ä.

Ist ein geeignetes Gebiet identifiziert, müssen die Anschlussbereitschaft und auch der Anschlusszeitpunkt der potenziellen Wärmeabnehmer eruiert und ein möglicher Verlauf der Wärmetrasse festgelegt werden. Ziel muss dabei eine möglichst hohe jährliche Wärmenutzung bezogen auf die zu verlegende Länge der Trasse sein, um die durch die notwendige Investition induzierten Kapitalkosten auf die genutzte Wärmemenge zu verteilen und die Wärmeübertragungsverluste zu reduzieren.

Die Auslegung des Wärmenetzes erfolgt nach dem gesicherten Bedarf, der nur durch eine detaillierte und exakte Wärmebedarfserhebung für jedes einzelne Objekt festgelegt werden kann. Unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors, der notwendigen Betriebstemperatur und des Betriebsdruckes wird die Dimensionierung und Auswahl des Rohrleitungssystems vorgenommen. Die Auslegung und die Trassenführung haben einen erheblichen Einfluss auf den Erfolg des Gesamtprojekts, weshalb es von einem möglichst erfahrenen Planer begleitet werden sollte.

Individuelle Versorgungsmodelle

Ein Nahwärmenetz kann, gespeist über eine Wärmezentrale, eine Vollversorgung der Objekte übernehmen. Es hält dann sowohl die maximale Leistung (Spitzenlast) vor, die an kalten Wintertagen benötigt wird, übernimmt aber ebenso im Sommer die Abdeckung der Schwachlast zur Warmwasserbereitung. Das einzelne Objekt braucht somit keinen eigenen Wärmeerzeuger. Nachteilig wirkt sich hier aus, dass auch außerhalb der Heizperiode die Netztemperatur voll aufrechterhalten werden muss, was hohe Netzverluste zur Folge hat. Bei flächendeckender Installation von Speichersystemen zur Brauchwasserbereitung und besonders einheitlicher Verbraucherstruktur kann unter Umständen auch ein stundenweises Betreiben des Netzes möglich sein.

Staat unterstützt Bau von Nahwärmenetzen

Der Staat steht hinter dem Ausbau von Nahwärmenetzstrukturen, denn er bietet die Möglichkeit, Wärme von KWK-Anlagen oder anderen Bioenergieanlagen optimal zu nutzen und dezentrale unabhängige Energieversorgungsstrukturen aufzubauen - sei es zur Versorgung ausgewählter Objekte oder ganzer Ortsstrukturen (Stichwort: Bioenergiedorf). Im in 2009 in Kraft getretenen Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) wurde festgelegt, dass Gemeinden und Gemeindeverbände aufgrund bestehender Ermächtigungsgrundlagen des Landesrechts auch aus klimapolitischen Gründen einen Anschluss- und Benutzungszwang an ein Nah- oder Fernwärmenetz vorschreiben können.

Durch direkte und indirekte Zuschüsse unterstützt der Gesetzgeber den Bau von Nahwärmenetzen z. B. im Rahmen des KfW-Programmes Erneuerbare Energien und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG).

Fazit:

Mit Bedacht umgesetzte Wärmenetze machen vor allem in Kommunen Sinn, in denen Gebiete oder einzelne Verbraucher mit hohem Wärmebedarf existieren und eine Wärmequelle besteht oder geschaffen werden kann, die Wärme günstiger bereitstellt, als das in der Regel fossil betriebene Vergleichsszenario. Dort können sie dazu beitragen, Energie effizienter zu nutzen, Emissionen einzusparen, Versorgungssicherheit zu gewährleisten und nicht zuletzt Kosten zu reduzieren. Eine professionelle Planung, die eine detaillierte Aufnahme der Rahmendaten voraussetzt, ist dafür Grundlage. Wichtigster Parameter zur Beurteilung der Sinnhaftigkeit von Wärmenetzen ist die Wärmebelegungsdichte, die einen Wert von 1,5 MWh/(m²a) nur in Ausnahmefällen unterschreiten sollte.

Climate Change

Climate
Change

17
07

ISSN
1862-4359

**Potenziale von Nah- und
Fernwärmenetzen für
den Klimaschutz bis zum
Jahr 2020**



**Umwelt
Bundes
Amt** 
Für Mensch und Umwelt

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 205 41 104
UBA-FB 001074/1



Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020

von

Dr.-Ing. Manfred Fishedick (Projektkoordinator)
Dipl.-Ing. Dietmar Schüwer
Dipl. Geogr. Johannes Venjakob
Dipl. Phys. Frank Merten
Dipl.-Ing. Dirk Mitze

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI)

Dipl. Phys. Michael Nast
Dr. Christoph Schillings
Dr. Wolfram Krewitt

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt,
Institut für Technische Thermodynamik (DLR)

Werner Bohnenschäfer
Dr. Klaus Lindner

Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig (ie Leipzig)

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
<http://www.umweltbundesamt.de>
verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 2.2
Dr. Peter Pichl

Dessau-Roßlau, Dezember 2007

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| INHALTSVERZEICHNIS | I |
| TABELLENVERZEICHNIS | V |
| ABBILDUNGSVERZEICHNIS | VII |
| 1 KERNTHESEN | 1 |
| 2 ZUSAMMENFASSUNG | 4 |
| 3 DERZEITIGER NUTZUNGSSTAND DER FERN- UND NAHWÄRMEERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND UND TRENDENTWICKLUNG | 16 |
| 3.1 Status quo der Fern und Nahwärmeerzeugung in Deutschland und zeitliche Entwicklung bisher | 16 |
| 3.1.1 Auswertung statistischer Datenquellen | 16 |
| 3.1.2 Aktuelle netzseitige Entwicklung | 19 |
| 3.1.3 Veränderungen bei Anschlusswerten und Netzlängen | 19 |
| 3.1.4 Einschätzung der Perspektiven von Fern- und Nahwärme | 21 |
| 3.1.5 Änderungen in der Beheizungsstruktur | 22 |
| 3.2 Nachfrageseitige Veränderungen | 22 |
| 3.2.1 Demografischer Wandel (Geburtenzahlen und Wanderungen) | 22 |
| 3.2.2 Wohnraumbedarf | 26 |
| 3.2.3 Exkurs Ostdeutschland: Entwicklung des Wärmeverbrauchs in den privaten Haushalten Ostdeutschlands -Fernwärmenutzung | 27 |
| 3.2.3.1 Entwicklung des Wohnungsbestandes in Ostdeutschland bis zum Jahre 2004 | 27 |
| 3.2.3.2 Wärmeverbrauch der privaten Haushalte in Ostdeutschland | 31 |
| 3.2.4 Wärmeverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD) | 33 |
| 3.3 Analyse der Fernwärmepreise | 34 |
| 3.3.1 Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen Fern- und Nahwärmeversorgung | 36 |
| 3.3.2 Wirtschaftliche Situation: Anlegbare Preise – Konkurrenzsituation von Fern- und Nahwärme | 40 |
| 3.4 Vergleichende Betrachtung der Entwicklungstendenzen in den Nachbarländern | 42 |
| 3.4.1 Allgemeine Tendenzen in Europa | 42 |
| 3.4.1.1 Marktanteile und Produktion von Fernwärme | 42 |
| 3.4.1.2 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) | 43 |
| 3.4.1.3 Brennstoffe | 44 |
| 3.4.1.4 Tarifstruktur und Wettbewerb | 45 |
| 3.4.1.5 Politik und Steuern | 46 |
| 3.4.2 Analysen einzelner Länder | 46 |
| 3.4.2.1 Österreich | 46 |
| 3.4.2.2 Dänemark | 47 |
| 3.4.2.3 Schweden | 49 |
| 3.4.2.4 Übrige Nachbarländer | 50 |

| | | |
|------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.5 | Best practice zur Reaktion auf die dynamische Entwicklung der Treiberfaktoren - Beispiele von Veränderungsprozessen in Ostdeutschland | 50 |
| 3.5.1 | Wirkungen des Programms „Stadtumbau Ost“ auf die Fernwärmeversorgung | 51 |
| 3.5.2 | Wärmeversorgung von Ein- und Zweifamilienhäusern | 54 |
| 3.5.3 | Wärmeversorgung von Mehrfamilienhäusern | 54 |
| 3.6 | Befragung der Akteure des Wärmemarktes | 55 |
| 3.6.1 | Ziel der Befragung | 55 |
| 3.6.2 | Ergebnisse der Befragungen | 56 |
| 3.6.2.1 | Motivation für die Bereitsstellung bzw. die Nutzung von Nah- und Fernwärme | 56 |
| 3.6.2.2 | Bisherige Entwicklung und aktueller Nutzungsstand | 56 |
| 3.6.2.3 | Wettbewerbsfähigkeit und Entwicklungsperspektiven | 56 |
| 3.6.2.4 | Politische Rahmenbedingungen | 58 |
| 3.6.3 | Schlussfolgerungen | 58 |
| 4 | AUSBAU DER FERN- UND NAHWÄRME ALS STRATEGISCHES KLIMASCHUTZELEMENT | 59 |
| 4.1 | Ausbauziele der Fern- und Nahwärme unter Nachhaltigkeitsbedingungen | 62 |
| 4.2 | Nahwärmenetze als strukturelle Voraussetzung für den Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt | 71 |
| 4.2.1 | Biomasse | 72 |
| 4.2.2 | Solarthermische Kollektoren | 73 |
| 4.2.3 | Geothermie | 73 |
| 5 | SYNOPTISCHE ÜBERSICHT ÜBER DEN STAND DER FORSCHUNG | 75 |
| 5.1 | Technische Möglichkeiten der Bereitstellung von Fern- und Nahwärme | 75 |
| 5.1.1 | Prinzipieller Aufbau eines Fern- oder Nahwärmesystems | 75 |
| 5.1.2 | Rohrleitungssysteme | 75 |
| 5.1.3 | Hausstationen | 80 |
| 5.2 | Auskopplung von Wärme aus Großkraftwerken inklusive der Frage der Entwicklung der Stromkennzahl | 81 |
| 5.2.1 | Perspektivische Entwicklung konventioneller fossiler Anlagen | 81 |
| 5.2.2 | Entwicklung neuer Kraftwerkstechnologien (inkl. Polygeneration) | 83 |
| 5.2.3 | Perspektivische Entwicklung der Stromkennzahl | 84 |
| 5.3 | Integration zusätzlicher Wärmesenken (z.B. KWKK) | 84 |
| 5.4 | Optionen der (anteiligen) Bereitstellung der Fernwärme durch EE bei der Erneuerung von Anlagen zur zentralen Erzeugung von Wärme | 86 |
| 5.4.1 | Co-Firing (Beifeuerung Biomasse) | 86 |
| 5.4.2 | Biomasse-HKW / -Vergasung | 87 |
| 5.4.3 | Geothermische Wärmeerzeugung | 89 |
| 5.4.4 | Geothermische Stromerzeugung (Hot-Dry-Rock-Kraftwerk) | 90 |
| 5.5 | Innovative KWK-Technologien im Leistungsbereich dezentraler Anlagen | 94 |
| 5.5.1 | (Mini-) Motor-BHKW | 95 |
| 5.5.2 | Mikro-Gasturbinen | 95 |
| 5.5.3 | Stirling-Motor | 97 |

| | | |
|------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 5.5.4 | Dampf(schrauben)motor | 99 |
| 5.5.5 | Brennstoffzelle | 101 |
| 5.5.6 | Marktübersicht Mikro-KWK | 104 |
| 5.6 | Optionen der netzgebundenen Wärmebereitstellung aus Solarkollektoren | 106 |
| 5.6.1 | Vorteile Solarer Nahwärme | 106 |
| 5.6.2 | Große Kollektorfelder und saisonale Speicher | 107 |
| 5.6.3 | In Deutschland realisierte Projekte | 109 |
| 5.7 | Optionen der netzgebundenen Wärmebereitstellung aus Biomasse | 111 |
| 5.7.1 | Biomassepotenziale | 113 |
| | Potenziale durch den Anbau von Energiepflanzen | 113 |
| | Potenziale durch Nutzung anfallender biogener Reststoffe | 114 |
| 5.7.2 | Nutzungsoptionen für Biomasse | 117 |
| 6 | RÄUMLICH-STRUKTURELLE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN DER WÄRMENETZE | 124 |
| 6.1 | Abgrenzung zu bestehenden Regionalisierungsansätzen | 124 |
| 6.2 | Dezentrale Nahwärme und regenerative Nahwärmeversorgung; Ziele und Übersicht | 125 |
| 6.3 | Wärmebedarf | 126 |
| 6.3.1 | Aufbereiten der Daten zu Landnutzung bzw. Siedlungstyp | 126 |
| 6.3.1.1 | Allgemein | 126 |
| 6.3.1.2 | Technische und geografische Anpassung | 127 |
| 6.3.1.3 | Inhaltliche Anpassung | 128 |
| 6.3.2 | Daten zu Gemeindegeometrie und Gebäudeinformation | 128 |
| 6.3.3 | Ermitteln der Fläche der einzelnen Siedlungstypen je Gemeinde | 129 |
| 6.3.3.1 | Allgemein | 129 |
| 6.3.4 | Korrektur der Flächenangaben zu den Siedlungstypen | 130 |
| 6.3.4.1 | Allgemein | 130 |
| 6.3.4.2 | Korrekturmaßnahme | 130 |
| 6.3.5 | Aufbereiten der Daten zur Wohngebäudeverteilung (Wohn-Gebäudedichte) | 132 |
| 6.3.5.1 | Auswertung statistischer Daten zum Wohngebäudebestand | 132 |
| 6.3.5.2 | Verteilung der Wohngebäude auf die Gemeinden entsprechend der Verteilung nach infas-Geodaten | 134 |
| 6.3.5.3 | Verteilung der Wohngebäude auf die einzelnen Siedlungstypen | 134 |
| 6.3.6 | Aufbereiten der Daten zur Nicht-Wohngebäudeverteilung | 135 |
| 6.3.6.1 | Auswertung statistischer Daten zum Nicht-Wohngebäudebestand | 135 |
| 6.3.6.2 | Verteilung der Nicht-Wohngebäude auf die Gemeinden | 135 |
| 6.3.6.3 | Verteilung der Nicht-Wohngebäude auf die einzelnen Siedlungstypen | 136 |
| 6.3.7 | Bestimmen des Wärmebedarfs | 136 |
| 6.3.7.1 | Bestimmen der prozentualen Altersverteilung für Wohngebäude | 136 |
| 6.3.7.2 | Berechnung des Wärmebedarfs für Wohngebäude | 136 |
| 6.3.7.3 | Berechnung des Wärmebedarfs für Nichtwohngebäude | 139 |
| 6.3.7.4 | Gesamter Wärmebedarf | 139 |
| 6.3.7.5 | Netzverluste | 140 |
| 6.3.7.6 | Fernwärme | 141 |
| 6.4 | Wirtschaftlicher Vergleich | 142 |
| 6.4.1 | Investitionskosten für konventionelle Wärmebereitstellung (Heizkessel) | 143 |
| 6.4.2 | Investitionskosten für Nahwärme | 143 |

| | | |
|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 6.5 | Verfügbarkeit von Geothermie, solarer Wärme und Biomasse | 144 |
| 6.5.1 | Geothermie | 144 |
| 6.5.2 | Solare Wärme | 145 |
| 6.5.3 | Biomasse | 146 |
| 6.6 | Ranking | 147 |
| 6.7 | Regionalisierung der Vorgaben | 149 |
| 6.7.1 | Wärmebereitstellung aus Nahwärme gemäß dem BMU-Langfristszenario (Ökologisch optimierter Ausbau). | 149 |
| 6.7.2 | Zuweisung des ausgewiesenen Nahwärmeausbaus zu den Gemeinden | 149 |
| 6.7.3 | Darstellung in digitalen Karten | 150 |
| 6.7.4 | Mögliche Grenzen eines Nahwärmeausbaus | 155 |
| 6.7.5 | Ergebnisse und Diskussion | 157 |
| 6.7.6 | Weiterer F&E-Bedarf | 159 |
| 6.8 | Regionalisierung der bestehenden Fernwärmeversorgung in Deutschland | 161 |
| 6.8.1 | Ziel | 161 |
| 6.8.2 | Datengrundlage | 161 |
| 6.8.3 | Räumliche Verortung der Versorgung | 162 |
| 6.8.4 | Auswahl des Gliederungskriteriums | 162 |
| 6.8.5 | Fehleranalyse | 163 |
| 6.8.6 | Darstellung der Fernwärmeversorgung | 167 |
| 6.8.7 | Gliederungskriterium Trassenlänge | 168 |
| 6.8.8 | Dynamisierung der Entwicklung der Fernwärme über den demografischen Wandel und die Wirtschaftlichkeit | 168 |
| 6.8.9 | Abbildung der Entwicklungspotenziale durch Verschneidung von Demografie und Wirtschaftlichkeit | 171 |
| 6.9 | EXKURS: Demografische Entwicklung in Nordrhein-Westfalen und im Ruhrgebiet. Auswirkungen auf die Haushaltsstruktur, die Wohnungsnachfrage und die Fernwärmeversorgung | 172 |
| 6.9.1 | Die demografischen Zukunft in NRW | 173 |
| 6.9.2 | Demografische Besonderheiten im Ruhrgebiet | 174 |
| 6.9.3 | Prognose zur Haushaltsentwicklung in NRW | 175 |
| 6.9.4 | Prognose zur Wohnungsnachfrage in NRW | 176 |
| 6.10 | Ergebnisse Regionalisierung Fernwärme und weiterer Forschungsbedarf | 178 |
| 6.11 | EXKURS: Dynamische Entwicklung in Ostdeutschland – Entwicklungsmöglichkeiten für die Wärmenetze bis 2020/2030 | 179 |
| 6.11.1 | Entwicklung der Einwohnerzahlen und Nachfrage nach Wohnraum in Ostdeutschland in der Zukunft | 179 |
| 6.11.1.1 | Entwicklung der Einwohnerzahlen und deren Altersstruktur | 179 |
| 6.11.2 | Entwicklung des Wohnungsbestandes und seiner Gebäudestruktur | 181 |
| 6.11.2.1 | Entwicklung der Nachfrage nach WE | 181 |
| 6.11.2.2 | Entwicklung des Wohnungsneubaus und der Gebäudestruktur | 186 |
| 6.11.3 | Entwicklungsmöglichkeiten im Wärmebedarf in Ostdeutschland | 190 |
| 6.11.3.1 | Entwicklungen im Wärmeverbrauch - Verbesserung der Energieeffizienz an Wohngebäuden | 190 |
| 6.11.3.2 | Entwicklung der Heizungsstruktur | 191 |
| 6.12 | EXKURS: Analyse der dynamischen Veränderungen in konkurrierenden Marktfeldern | 196 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 7 STRATEGIEN DER MARKTAKTEURE ZUM AUSBAU DER FERN- UND NAHWÄRMEVERSORGUNG | 198 |
| 7.1 Ausgangsbedingungen | 198 |
| 7.2 Marktakteure beim Ausbau der Fern- und Nahwärmeversorgung | 199 |
| 7.2.1 Interessen und Strategien der Wärmenutzer | 199 |
| 7.2.1.1 Wohnungswirtschaft und private Wohnungsvermieter | 202 |
| 7.2.1.2 Eigentümer von Ein-/Zweifamilienhäusern und Selbstnutzer von Wohnungseigentum | 204 |
| 7.2.2 Interessen und Strategien der Wärmeversorger | 205 |
| 7.2.2.1 Versorgungswirtschaft | 205 |
| 7.2.2.2 „Unabhängige“ Wärmeversorger | 207 |
| 7.3 Flankierende energie- und klimapolitische Instrumente | 209 |
| 8 LITERATUR | 216 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabelle 1: | Mit Fernwärme beheizte Wohnungen. Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 5. | 22 |
| Tabelle 2: | Raumwärmeverbrauch | 31 |
| Tabelle 3: | Realisierungsraten Sanierung | 32 |
| Tabelle 4: | Vergleich der Wärmebereitstellungskosten für eine Wohnscheibe mit 50 Wohneinheiten | 39 |
| Tabelle 5: | Geförderte KWK-Strommengen im Jahr 2004 nach KWKG (VDN 2005) | 60 |
| Tabelle 6: | Entwicklung der Fern- und Nahwärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Energieprojektion nach Energiereport IV [Prognos/EWI 2005] | 61 |
| Tabelle 7: | Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Leistungen, Wirkungsgraden und Investitionskosten fossiler Kraftwerke [Prognos / IER / WI 2001] bzw. [Enquete 2002] | 83 |
| Tabelle 8: | Funktion und Bedeutung von HDR-Kraftwerken im Energiesystem [WI 2004] | 91 |
| Tabelle 9: | Übersicht über Aktivitäten zur kombinierten geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung in Deutschland bzw. mit deutscher Beteiligung [WI 2006] | 93 |
| Tabelle 10: | Funktion und Bedeutung dezentraler KWK-Anlagen im Energiesystem [WI 2006] | 94 |
| Tabelle 11: | Hemmnisse und Probleme bei Entwicklung und Markteinführung von BZrennstoffzellen [WI 2004] | 102 |
| Tabelle 12: | Fördernde Faktoren und Triebkräfte für Marktentwicklung von Brennstoffzellen [WI 2004] | 103 |
| Tabelle 13: | Klassifizierung der LaND25-Klassen zur einfacheren Verarbeitung. | 128 |
| Tabelle 14: | Altersklassen je Gebäudetyp am Beispiel 1-/2-Familienhaus | 129 |
| Tabelle 16: | Bodenfläche 2001 nach Nutzungsarten /StJB 2005/. * Die Werte für Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen sind ergänzt, entsprechend dem Flächenverhältnis von Sachsen. Für die Korrektur des LaND50-Datensatzes sind die grau unterlegten Daten relevant. | 131 |
| Tabelle 17: | Siedlungsflächen in Deutschland [1000 ha] | 132 |
| Tabelle 18: | Wohngebäudebestand in der BRD 2003 [StJB 2005] und Aufteilung in kleine (KMH) und große Mehrfamilienhäuser (GMH), graue Spalten. | 133 |
| Tabelle 19: | Wohngebäudebestand in der BRD 1993. | 133 |
| Tabelle 20: | Gebäudedichtematrix für Wohngebäude [Geb/ha], mittlere Werte für Deutschland | 135 |

| | | |
|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabelle 21: | Anzahl der Nichtwohngebäude für die gesamte Bundesrepublik Deutschland nach /DLR 2005/ | 135 |
| Tabelle 22: | Gebäudedichtematrix für Nichtwohngebäude [Geb/ha], mittlere Werte für Deutschland. | 136 |
| Tabelle 23: | Wärmebedarf von Wohngebäuden. Beispiel alte Bundesländer, Einfamilienhaus | 138 |
| Tabelle 24: | Wärmebedarf je Gebäude (Nutzwärme einschl. Warmwasser) | 139 |
| Tabelle 25: | Wärmebedarf nach Siedlungstypen | 139 |
| Tabelle 26: | Netzverluste und zugehörige Ausgangsparameter (mittlere Werte für Deutschland) | 141 |
| Tabelle 27: | Konventionelle Investitionskosten je Gebäudetyp in €. | 143 |
| Tabelle 28: | Mittlere Leitungskosten für die vier Siedlungstypen. | 144 |
| Tabelle 29: | Klassifizierung der Jahressumme der Globalstrahlung für die Bewertung. | 145 |
| Tabelle 30: | Definition der Grenzen für das Ranking und die Punktevergabe | 148 |
| Tabelle 31: | Wärmebereitstellung aus Nahwärme laut Szenario „Ökologisch optimierter Ausbau“ /DLR 2004/. Die grau-markierten Felder sind für die Analyse relevant. | 149 |
| Tabelle 32: | Prozentuale Verteilung der für Nahwärme günstig bewerteten Gemeinden (Gesamtzahl rund 3300) auf die einzelnen Energieträger und deren Kombinationen. | 152 |
| Tabelle 33: | Absoluter und prozentualer Wärmebedarf der verschiedenen Siedlungstypen an der Nahwärmeversorgung mit Solar+Biomasse, Geothermie und fossilen-BHKW zum Erreichen der Szenario-Vorgaben von 8,3% (Solar+Biomasse), 1,1% (Geothermie) und 4,1% (fossile BHKW) des Gesamtwärmebedarfs in 2020. | 155 |
| Tabelle 34: | Absolute Anzahl und prozentuale Verteilung der verschiedenen Siedlungstypen an der Nahwärmeversorgung mit Solar+Biomasse, Geothermie und fossilen-BHKW zum Erreichen der Szenario-Vorgaben von 8,3% (Solar+Biomasse), 1,1% (Geothermie) und 4,1% (fossile BHKW) des Gesamtwärmebedarfs in 2020 | 155 |
| Tabelle 35: | Aufteilung des bis 2020 ausschöpfbaren Potenzials für Nahwärmeversorgungen auf die Bundesländer [TWh/a] | 157 |
| Tabelle 36: | Länderschlüssel für die nachfolgenden Tabellen | 164 |
| Tabelle 37: | Übersicht der Fernwärmeversorgern mit Versorgungsgebieten in mehreren Bundesländern | 164 |
| Tabelle 38: | Fehleranalyse | 166 |
| Tabelle 39: | Entwicklung der Einwohner in Ostdeutschland | 180 |
| Tabelle 40: | Struktur der Bevölkerungsentwicklung in Ostdeutschland nach ausgewählten Altersgruppen (%) | 181 |
| Tabelle 41: | Durchschnittliche Belegung einer WE in Ostdeutschland (Ew/WE) | 183 |
| Tabelle 42: | Entwicklung des Wohnungsbestandes in Ostdeutschland (1.000 WE) | 183 |
| Tabelle 43: | Entwicklung des Bestands energieverbrauchswirksamer WE in Ostdeutschland im Zeitraum 2000 bis 2020 (Angaben in 1.000 WE) | 184 |
| Tabelle 44: | Gebäudestruktur im WE-Bestand in Ostdeutschland in % | 185 |
| Tabelle 45: | Entwicklung der Neubautätigkeit im Wohnungsbau Ostdeutschlands im Zeitraum 1998 bis 2004 (1.000 WE) | 186 |
| Tabelle 46: | Wohnungsneubau bis 2020 | 189 |
| Tabelle 47: | Struktur der Wohnraumheizung 2004 für Ostdeutschland | 192 |
| Tabelle 48: | Entwicklung des WE-Bestandes nach Fern- und Nahwärmeversorgung | 195 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1: Anlagenbestand Biomasse(heiz)Kraftwerke in Deutschland - Stand März 2004 (http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/6958/35047/) | 18 |
| Abbildung 2: Zuwächse bei Anschlusswert und Trassenlänge in den alten (ABL) und neuen (NBL) Bundesländern. Quelle: Jahreshauptberichte der Fernwärmeversorgung. | 20 |
| Abbildung 3: Entwicklung von Raumwärmebedarf und Wohnflächen | 27 |
| Abbildung 4: Verbraucherpreisindizes | 34 |
| Abbildung 5: Marktanteile von Fernwärme nach EH&P 2005 | 43 |
| Abbildung 6: Fernwärmeproduktion und Anteil der KWK in ausgewählten Nachbarländern | 44 |
| Abbildung 7: Leistungsverteilung der Modernisierungsanlagen im kommunalen Bereich [Matthes 2004] | 59 |
| Abbildung 8: Entwicklung des Wärmebedarfs im Nachhaltigkeitsszenario [BMU 2004] | 64 |
| Abbildung 9: Marktentwicklung (durchschnittliche Zubauraten im 10 Jahresmitte in MW/a, inkl. Anlagenersatz nach Betriebszeitende der 1. Generation) im Rahmen der Nachhaltigkeitsszenarien [nach BMU 2004] | 66 |
| Abbildung 10: Entwicklung der KWK-Strom- und Wärmeerzeugung im Szenario NaturschutzPlus I (s=Stromkennzahl) [BMU 2004] | 67 |
| Abbildung 11: Zubau an Kraftwerksleistung im Bereich KWK in GW (bei BHKW inkl. Anlagenersatz nach Betriebszeitende der 1. Generation) im Rahmen der Nachhaltigkeitsszenarien [nach BMU 2004] | 67 |
| Abbildung 12: Einsatz von Biomasse zur Deckung des Endenergiebedarfs in den verschiedenen Bereichen in PJ | 69 |
| Abbildung 13: Entwicklung der Beiträge erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung (Endenergie in PJ) im Szenario NaturschutzPlus II [BMU 2004] | 69 |
| Abbildung 14: Entwicklung des Wärmemarktes im Rahmen des Szenarios NaturschutzPlus II (Endenergie in PJ) im Zeitverlauf (BMU 2004) | 70 |
| Abbildung 15: CO ₂ -Minderungsbeiträge im Nachhaltigkeitsszenario im Vergleich zum Jahr 1998 | 71 |
| Abbildung 16: Prinzip eines Nahwärmesystems | 75 |
| Abbildung 17: Vergleich der Baukosten in Deutschland und Finnland [Sirola 2004; AGFW 1997]. | 76 |
| Abbildung 18: IGCC-Kohlekraftwerke als Einstieg in die kohlebasierte Synthesegas- und Wasserstoffwirtschaft (Polygeneration) Quelle:[WI 2004] | 84 |
| Abbildung 19: Jahresganglinie der benötigten Wärmeleistung der Bausparkasse Schwäbisch Hall AG | 85 |
| Abbildung 20: Energieflussbild der Kälte- und Stromversorgung | 85 |
| Abbildung 21: Geothermische Bohrung an der RWTH Aachen zur Wärme- und Kälteversorgung des Super-C- Centers | 89 |
| Abbildung 22: Schema zur Nutzung geothermischer Wärme in einer Sedimentgesteinsinformation nach dem HDR- Prinzip (PROMETHEUS-Projekt) (Erläuterungen zur Abbildung siehe Kapitelanfang) | 92 |
| Abbildung 23: 3 kW _{el} -Pellet-Stirlingmotor von Sunmachine (links) mit Funktionsprinzip des Upside-Down-Brenners (rechts) | 98 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abbildung 24: Übersicht über innovative Mikro-KWK-Anlagen mit Verbrennungs-, Stirling- und Dampfmotorentchnik | 105 |
| Abbildung 25: Kollektorfeld in Kungälv/Schweden | 106 |
| Abbildung 26: Lärmschutzwall mit Kollektor in Neckarsulm-Amorbach | 107 |
| Abbildung 27: Blick auf Kollektordächer vom Kamin der Heizzentrale in Neckarsulm-Amorbach | 109 |
| Abbildung 28: Saisonaler Speicher (12 000 m³) in Friedrichshafen-Wiggenhausen | 110 |
| Abbildung 29: Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse zur End- und Nutzenergiebereitstellung [Hartmann, Kaltschmitt 2002] | 113 |
| Abbildung 30: Bioenergieträgerpotenzial in Deutschland Energiepflanzen: Anbau auf jeweils 2 Mio ha, außer Sonnenblumen nur auf 80.000 ha angenommen, Potenziale alternativ Reststoffe: Potenziale addierbar [IE 2004/,/FAO 2000] | 116 |
| Abbildung 31: Der Datensatz LaND25 am Beispiel Stuttgart. (© Copyright by Infoterra GmbH, 2001) | 127 |
| Abbildung 32: Jährlicher Wärmebedarf in [MWh/ha] je Gemeinde für den Siedlungstyp ST IIIb (sehr dichte Bebauung). Netzverluste sind im Wärmebedarf nicht enthalten. | 140 |
| Abbildung 33: Darstellung der Gemeinden mit einem Fernwärmenetz, unterteilt in Trassenlänge >10km und ≤10km. | 142 |
| Abbildung 34: Gebiet mit möglichen hydrothermalen Energievorräten in Deutschland [Kayser und Kaltschmitt 1998]. | 145 |
| Abbildung 35: Darstellung der Gemeinden und deren Jahressumme der Globalstrahlung (GHI) in kWh/m²a für das Jahr 2004 | 146 |
| Abbildung 36: Gemeinden, die aufgrund der Analyse als geeignet erscheinen, die Gesamtvorgaben bezüglich der Nahwärmeversorgung aus dem BMU-Szenario zu erfüllen. | 151 |
| Abbildung 37: Geeignete Gemeinden nach Abbildung 35, die im ländlichen Raum (links) und im städtischen Raum (rechts) liegen. | 153 |
| Abbildung 38: Geeignete Gemeinden nach Abbildung 35, die günstige Bedingungen für Nahwärme innerhalb des Siedlungstyps ST II (links) und ST IIIa (rechts) aufweisen. | 153 |
| Abbildung 39: Geeignete Gemeinden nach Abbildung 35, die günstige Bedingungen für Nahwärme innerhalb des Siedlungstyps ST IIIb (links) und ST IV (rechts) aufweisen. | 154 |
| Abbildung 40: Übersicht über Fernwärmegebiete | 167 |
| Abbildung 41: Fernwärmeversorgung nach Trassenlänge in km | 168 |
| Abbildung 42: Demografische Entwicklung und Fernwärmegebiete | 169 |
| Abbildung 43: Fernwärmegebiete und Wirtschaftlichkeitskennwert | 170 |
| Abbildung 44: Verschneidung demografische Entwicklung und Wirtschaftlichkeit | 171 |
| Abbildung 45: Fernwärmegebiete in NRW | 172 |
| Abbildung 46: Fernwärmeversorgte Gebiete in NRW nach Trassenlänge in km | 173 |
| Abbildung 47: Fernwärmegebiete in NRW und demografische Entwicklung | 175 |
| Abbildung 48: Fernwärmeversorgte Gebiete in NRW und Entwicklung der Wohnungsnachfrage | 177 |
| Abbildung 49: Verschneidung fernwärmeversorgte Gebiete in NRW, demografische Entwicklung und Entwicklung der Wohnungsnachfrage | 178 |
| Abbildung 50: Schema zur Struktur der Akteure (Quelle: Eigene Darstellung) | 201 |

1 Kernthesen

Derzeitiger Nutzungsstand der Fern- und Nahwärmeerzeugung in Deutschland und Trendentwicklung

- *Die Anschlussleistung der Fernwärme in Deutschland liegt bei rund 57.000 MWth, die Netzlänge beträgt rund 19.000 Kilometer. Der Anteil der Fernwärme am Raumwärmemarkt liegt bei 13,7 Prozent.*
- *Seit Mitte der neunziger Jahre der jährliche Zuwachs der Anschlussleistungen der Fernwärme rückläufig. Ursächlich hierfür sind vor allem Dämmmaßnahmen, Rückbau und Stilllegung. Letzteres besonders ausgeprägt in den neuen Bundesländern.*
- *Erweiterungsmöglichkeiten werden in erster Linie in der Verdichtung der Anschlüsse in bestehenden Netzen, sowie bei der Erweiterung an den Rändern gesehen.*
- *Die Preisentwicklung der Fernwärme konnte sich trotz deutlich steigender fossiler Energieträgerpreise nicht entscheidend von der Entwicklung bei den fossilen Energieträgern abkoppeln.*
- *Die Marktanteile von Fernwärme sind in den Ländern der EU sehr unterschiedlich. Die höchsten Anteile werden in den skandinavischen Ländern und den neuen, östlichen EU-Ländern angetroffen. Mit bis zu 70 % wurden in einzelnen Ländern deutliche höhere Versorgungsanteile als in Deutschland erreicht.*
- *Das KWK-Gesetz hat zu einem deutlichen Modernisierungsschub vor allem bei bestehenden kommunalen KWK-Anlagen geführt.*
- *Mit Stand September 2006 lag der CO₂-Minderungseffekt des KWKG zwischen 3,3 und 10 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr.*
- *Angereizt durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) hat ein erheblicher Ausbau der KWK-Anlagen auf regenerativer Brennstoffbasis stattgefunden.*
- *Auf die Entwicklung der Nah- und Fernwärme wirken sich neben der Bevölkerungsentwicklung in erster Linie die steigenden Preise fossiler Energieträger, die energetische Gebäudesanierung und die siedlungsstrukturelle Entwicklung aus.*
- *Es kann davon ausgegangen werden, dass die Wohnflächen pro Kopf weiter steigen, dass der Raumwärmebedarf pro Quadratmeter Wohnfläche deutlich sinkt und dass als Ergebnis dieser beiden Trends auch der Raumwärmebedarf pro Kopf in den nächsten Jahrzehnten sinken wird. Die Wärmedichte wird hierdurch vermutlich signifikant abnehmen.*

Ausbau der Fern und Nahwärme als strategisches Klimaschutzelement

- *Aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten müssen die CO₂-Emissionen bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80 % gesenkt werden (Nachhaltigkeitsszenario UBA 2002).*

-
- *Notwendig hierfür ist die Steigerung der Energieproduktivität, die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien, der deutliche Ausbau der dezentralen KWK (Nahwärme, Einzelobjekte) sowie Erhalt und Modernisierung von Heizkraftwerken (Fernwärme). Die regenerative Nahwärme muss deutlich ausgebaut werden.*
 - *Um die CO₂-Minderungsziele zu erreichen, muss sich der Anteil der Fern- und Nahwärme im deutschen Wärmemarkt Szenarioergebnissen zufolge bis 2050 gegenüber heute verdoppeln (Szenario NaturschutzPlus II - BMU 2004). Der Anteil erneuerbarer Energien im Segment der Nahwärme soll bis 2050 auf rund 75 Prozent steigen.*

Synoptische Übersicht über den Stand der Forschung

- *Es wird erwartet, dass die Wirkungsgrade in konventionellen (fossilen) Großkraftwerken bis 2030 aufgrund technologischer Verbesserungen deutlich erhöht werden können.*
- *Der Übergang auf alternative Kraftwerkskonzepte (z.B. Vergasung) ermöglicht zusätzliche Steigerungen der Wirkungsgrade.*
- *Die Integration zusätzlicher Wärmesenken (z.B. KWKK) kann zu einer verbesserten Auslastung der KWK-Anlagen führen und hat ökologische Vorteile.*
- *Durch Zufeuerung von Biomasse, Biomasse-Heizkraftwerke sowie die Geothermische Wärme- und Stromerzeugung können erneuerbare Energien bei der zentralen Erzeugung von Fernwärme integriert werden.*
- *Im Bereich der dezentralen Anlagen stellen (Mini-) Motor-BHKW, Mikro-Gasturbine, Stirling-Motor, Dampf(schrauben)motor und die Brennstoffzelle innovative Optionen dar, die zusätzliche Anwendungspotenziale für die KWK erschließen lassen.*
- *Netzseitig bestehen verschiedene Möglichkeiten zur Kostensenkung über innovative Verlegeverfahren und strukturelle Umstellungen.*

Räumlich-strukturelle Entwicklungsmöglichkeiten der Wärmenetze

- *Die Regionalisierung der Ausbaumöglichkeiten der Nahwärmeversorgung erfolgt anhand eines Indikator gestützten Modells.*
- *Die Wärmenachfrage wird aus der Verbindung von Strukturmerkmalen (Einwohnerdichte, Flächennutzung, ...) und einer Gebäudetypologie nach Alter und Gebäudetyp gemeindescharf abgebildet.*
- *Die Berücksichtigung der lokalen Verfügbarkeit erneuerbarer Energien hat einen großen Einfluss auf die Wahl von günstigen Standorten für ein Nahwärmesystem.*
- *Große Teile des bis zum Jahr 2020 bevorzugt ausschöpfbaren Potenzials regenerativer Nahwärme befinden sich in ländlich strukturierten Gemeinden.*

-
- *Im Mittel bieten Gemeinden im Süden Deutschlands bessere Randbedingungen für regenerative Nahwärmenetze als im Norden und in den neuen Bundesländern.*
 - *Aus der räumlichen Verteilung der günstigsten Standorte für Nahwärme ergeben sich keine Einschränkungen des Nahwärmepotenzials.*
 - *Demografische Entwicklung und Sanierungsmaßnahmen führen zu abnehmender Wärmedichte und stellen damit die Fernwärmeversorgung vor einen erheblichen Anpassungsbedarf.*
 - *Nur ein geringer Anteil der heute Fernwärme versorgten Gebiete liegt in Regionen mit erwartbarem Bevölkerungszuwachs. Ein erheblicher Anteil liegt genau in den Regionen für die ein signifikanter Bevölkerungsrückgang erwartet wird (z.B. nördliches Ruhrgebiet).*

Mögliche Strategien der Marktakteure

- *Die Wohnungswirtschaft ist tendenziell nicht daran interessiert, eine eigene Wärmeversorgung aufzubauen und zu unterhalten, sondern dieses eher durch Dritte (Contracting) durchführen zu lassen. Hierdurch ergeben sich Anknüpfungspunkte vor allem für die Nahwärmeversorgung.*
- *Bei privaten Eigentümern von Mehrfamilienhäusern steht der Renditegedanke ebenfalls im Vordergrund, ein ähnliches Verhalten wie das der Wohnungswirtschaft ist wahrscheinlich.*
- *Das vorrangige Interesse der Fernwärmeversorger ist der Erhalt bestehender Netze sowie die Verdichtung entlang der Trassen. Ein darüber hinaus gehender nennenswerter Ausbau ist unwahrscheinlich.*
- *Es gibt ein umfangreiches Instrumentarium, das zur Förderung der KWK-Nutzung und damit auch zur Förderung von Wärmenetzen beiträgt. Die Wirkung dieser Instrumente hat bisher aber eher nur die Modernisierung oder Erneuerung der Erzeugungsanlagen bewirkt und weniger zu einem Ausbau der Fernwärmenetze beigetragen. Effekte zu neuen – aber eher kleineren Netzen – sind aber im Zusammenhang mit dem EEG zu beobachten.*
- *Ein nennenswerter Ausbau der Wärmenetze war in der Vergangenheit immer mit mehr oder weniger großen staatlichen Förderprogrammen verbunden. Für die Unterstützung des weiteren Ausbaus von Wärmenetzen kann an die bestehenden Instrumente angeknüpft werden, allerdings sind die skizzierten Anreizwirkungen mehr auf den Ausbau der Wärmenetze zu beziehen, als dies in der Vergangenheit der Fall war.*
- *Letztendlich muss eine konkrete Umsetzung der identifizierten Potenziale für den Ausbau oder den Neubau von Wärmenetzen auf lokaler Ebene erfolgen. Hierzu sind lokale Analysen über das Wärmepotenzial, wie sie früher in Energie- und Klimaschutzkonzepten durchgeführt wurden, wieder stärker in den Fokus zu rücken.*

2 Zusammenfassung

Derzeitiger Nutzungsstand und Trendentwicklung

Fernwärme gehört in Deutschland zu den traditionellen Endenergieträgern. Die Anschlussleistung der Fernwärme liegt derzeit bei rund 57.000 MWth. Die erzeugte Wärme wird über 1.400 Netze mit einer Gesamtlänge von ca. 19.000 Kilometern verteilt. Der Anteil der mit Fernwärme beheizten Wohneinheiten stieg von 9,7 Prozent im Jahr 1993 auf 13,7 Prozent in 2003. Etwa 550 der rund 1.000 deutschen Energieversorgungsunternehmen beliefern die Haushalte mit Nah- und Fernwärme.

Festzustellen ist allerdings auch, dass die Anschlussleistung der Fernwärme in den letzten Jahren stagniert. Ursächlich hierfür sind vor allem Dämmmaßnahmen, der Rückbau und die Stilllegung von Netzen, aber auch nachfrageseitige Veränderungen, welche durch Verdichtungs- und Erweiterungspotenziale gerade noch kompensiert werden können.

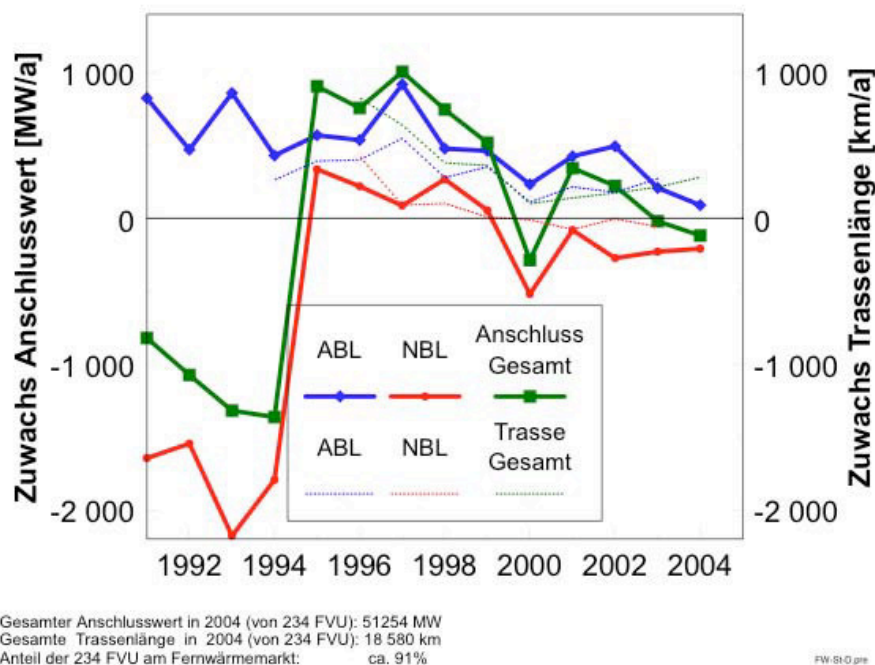


Abbildung 1: Zuwächse bei Anschlusswert und Trassenlänge in den alten (ABL) und neuen (NBL) Bundesländern¹. Quelle: Jahreshauptberichte der Fernwärmeversorgung.

Für die Zukunft ist damit zu rechnen, dass die demografische Entwicklung in Deutschland signifikanten Einfluss auf den Energiesektor und insbesondere die netzgebundenen Energieträger haben wird. Geburtenrückgang, Alterung und starke regionale Wanderungen seit der Wiedervereinigung prägen das demografische Geschehen in Deutschland heute schon nachhaltig und führen zukünftig zu, regional ausdifferenzierten, erheblichen Bevölkerungs-

¹ Die Angaben berücksichtigen nur diejenigen Energieversorgungsunternehmen, welche Daten zu dem jeweiligen Hauptbericht der Fernwärmeversorgung geliefert haben.

rückgängen. Je nach Prognosevariante geht das Statistische Bundesamt für das Jahr 2050 von einer Bevölkerung zwischen 67 Millionen und 81 Millionen aus. Zu den Verliererregionen zählen hier zum einen die altindustriellen Regionen im Osten wie im Westen des Landes, ebenso wie die stark ländlich geprägten Gebiete. Diese Entwicklungen werden sich über die Nachfrage nach Wohnraum direkt auf die Wärmenachfrage auswirken. Auch wenn die Pro-Kopf-Wohnflächen in den nächsten Jahrzehnten noch weiter steigen werden, bis 2030 wird von einem Anstieg auf 57 Quadratmeter ausgegangen, so wird der hiermit verbundene Nachfrageeffekt durch eine etwa Halbierung des spezifischen Raumwärmebedarfs im selben Zeitraum überkompensiert werden, fortschreitende Sanierung vorausgesetzt. Eine Entwicklung, kombiniert mit insgesamt sinkender Zahl der Wärmenachfrager, die den Wärmemarkt vor eine neue Herausforderung stellt.

Die Unsicherheit für die Planung zukünftiger Aktivitäten nimmt entsprechend zu. Dies gilt auch für die Entwicklung der Energieträgerpreise, die in den letzten Jahren schon deutlichen Veränderungen unterworfen waren. Ein deutlicher Anstieg ist sowohl für Heizöl und Gas aber trotz Effizienzvorteilen auch bei der Fernwärme erkennbar. Die Fernwärme konnte daher nicht automatisch von den gestiegenen Preisen der Konkurrenzenergieträger profitieren. Neben Preisentwicklung für den Brennstoff der Fernwärme-Erzeugungsanlagen müssen bei der Fernwärme noch zusätzlich strukturelle Veränderungen für den Preisanstieg verantwortlich gemacht werden. In erster Linie sind an dieser Stelle die Entwicklung des Wohnungsleerstandes und Rückbau von Wohngebäuden, vor allem in Ostdeutschland, und die verbesserten Wärmedämmmaßnahmen zu nennen. Faktoren, welche die Versorgungsunternehmen zwingen, die gleichbleibenden Fixkosten auf eine rückläufige Wärmenachfrage zu verteilen.

Beim Blick auf die Länder der EU lässt sich insgesamt eine positive Entwicklung des Fernwärmeabsatzes, mit einer jährlichen Steigerungsrate von einem Prozent, feststellen. Besonders Österreich und Schweden können ihr Absätze deutlich erhöhen. Einige EU-Länder weisen dabei einen deutlich höheren Fernwärme-Anteil in der Versorgung auf.

Zuwachschancen werden auch auf dem deutschen Wärmemarkt gesehen. Eine Befragung der Akteure des Marktes ergab, dass die netzgebundene Wärmeversorgung als umweltfreundlich und komfortabel angesehen wird. Es wird in der Befragung jedoch auch deutlich, dass die bereits beschriebenen dynamischen Prozesse, wie der demografische und siedlungsstrukturelle Wandel die Bereitsstellung von Nah- und Fernwärme vor neue Herausforderungen stellen. Dennoch werden in bestimmten Bereichen auch zukünftig Wettbewerbsvorteile, vor allem gegenüber anderen Energieträgern gesehen. Um diese jedoch ausschöpfen zu können und neue technologische Entwicklungen marktfähig machen zu können, erhoffen sich die Akteure auf dem Wärmemarkt eine deutliche Unterstützung seitens der Politik.

Fern- und Nahwärme als Klimaschutzelement

Die Steigerung der Energieeffizienz stellt eine der wesentlichen Säulen zur Erreichung der Klimaschutzziele dar. Dem Ausbau der Nah- und Fernwärme insbesondere in Form von effizienten KWK-Anlagen kommt dabei eine wesentliche Bedeutung zu. Dieses gilt sowohl für die öffentliche und dezentrale KWK auf fossiler Brennstoffbasis als auch für die Bereitsstellung von Nahwärme aus regenerativen Energien.

In den Nachhaltigkeitsszenarien, die im Auftrag von UBA und BMU erstellt wurden, wird davon ausgegangen, dass sich die nachfrageseitigen Rahmenbedingungen des Wärmemarktes, in den nächsten Jahrzehnten massiv ändern müssen. So wird unterstellt, dass der

Gebäudebestand bis 2050 weitgehend saniert sein wird und auch im Neubau von einer verstärkten Umsetzung verbesserter Standards ausgegangen werden kann. Der aus der erhöhten Energieeffizienz resultierende Rückgang der Raumwärmenachfrage wird im Nachhaltigkeitsszenario auf über 50 Prozent im Vergleich zum Jahr 2000 prognostiziert. Die verbleibende Nachfrage liegt in 2050 bei 2.800 PJ (Referenz: 4.700 PJ).

Für den Ausbau der Nah- und Fernwärme wird im Rahmen dieses Szenarios angenommen, dass es weiterhin zu einem stetigen Ersatz der bestehenden KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung durch Anlagen mit höherer Stromkennzahl kommen muss. Darüber hinaus wird ein massiver Ausbau der industriellen und der dezentralen KWK unterstellt. Mikrogasturbinen, gegebenenfalls auch der Einsatz von Brennstoffzellen, erweitern hier die Produktpalette auch für Neubausiedlungen, die Versorgung von größeren Gebäude- und Gewerbekomplexen sowie öffentlichen und privaten Einrichtungen. Im Ergebnis wird im Nachhaltigkeitsszenario davon ausgegangen, dass sich der Beitrag der KWK zur Bruttostromerzeugung von derzeit 80 TWh bis 2050 auf knapp 200 TWh erhöhen wird, die Wärmemenge steigt im selben Zeitraum weniger stark von aktuell rund 180 TWh auf ca. 200 TWh an. Auch wenn dieser Anstieg auf der Wärmeseite gering erscheinen mag, so bedeutet er dennoch, aufgrund der Umsetzung von Einsparoptionen, einen Anstieg auf 25 Prozent des Wärmebedarfs. Der Anteil der KWK an der Stromerzeugung wird im Jahr 2050 bei rund 40 Prozent liegen.

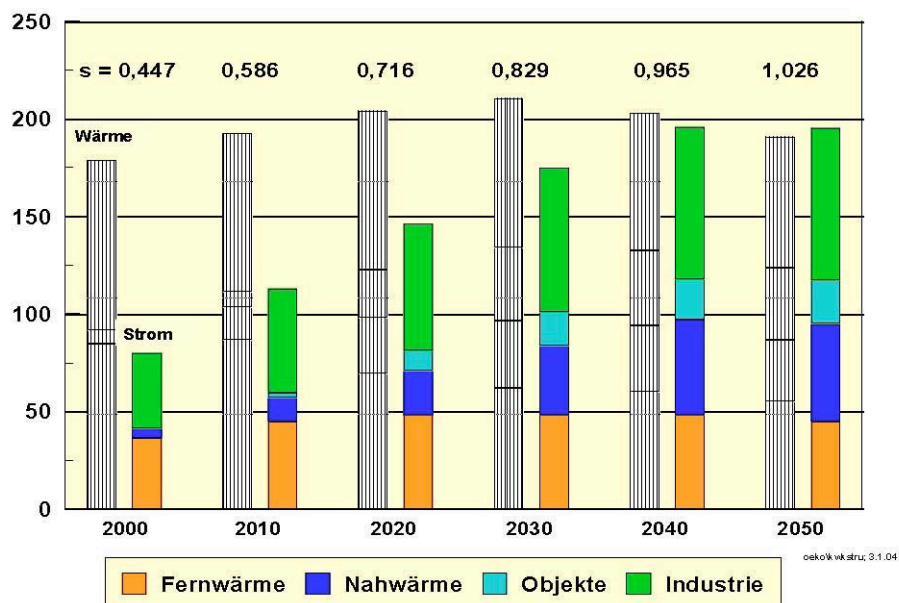


Abbildung 2: Entwicklung der KWK-Strom- und Wärmeerzeugung im Szenario NaturschutzPlus I (in TWh, s= Stromkennzahl) (BMU 2004)

Hinsichtlich der Entwicklungsmöglichkeiten der Fernwärme wird dementsprechend davon ausgegangen, dass die rückläufige spezifische Wärmenachfrage durch Anschlussverdichtungen in bestehenden Netzen und Ausweitungen an den Rändern zumindest teilweise kompensiert werden kann. Abgeschätzt wird hier eine Erhöhung der Anschlussleistung um 15 Prozent. Vor allem trägt aber der Ausbau der dezentralen KWK dazu bei, dass es insgesamt zu einem steigenden Beitrag der Nah- und Fernwärme kommt. Zentrale und dezentrale

KWK-Anlagen werden dabei einen signifikanten Beitrag zum Ausgleich des fluktuierenden Energieangebots erneuerbarer Energien leisten können.

Neben der Ausweitung der fossilen netzgebundenen Wärmebereitstellung kommt den erneuerbaren Energien eine hohe Bedeutung in den Nachhaltigkeitsszenarien zu. Demnach kommt in der Ausweitung der netzgebundenen Wärmeversorgung der Biomasse bereits kurzfristig, später dann aber zunehmend auch Kollektoranlagen und der Geothermie eine wichtige Rolle zu. Bis 2050 wird mehr als drei Viertel der Wärme aus erneuerbaren Energien in Nahwärmenetzen bereitgestellt.

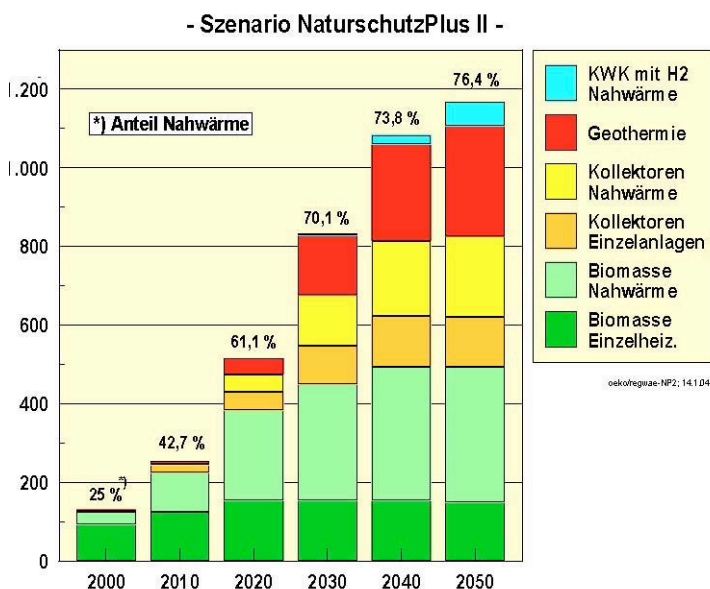


Abbildung 3: Entwicklung der Beiträge erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung (Endenergie in PJ) im Szenario NaturschutzPlus II [BMU 2004]

Stand der Erzeugungs-und Verlegungstechniken

Der internationale Vergleich zeigt, dass die Kosten für die Verlegung in Deutschland um den Faktor drei höher liegen als beispielsweise in Dänemark oder Finnland. Dieses scheint nicht nur, aber auch technische Gründe zu haben. Zur Kostenreduzierung bieten sich neue Technologien an, vor allem das Duo-Rohr, in welchem Vor-und Rücklauf des Fern-oder Nahwärmenetzes in einer flexiblen Rohrleitung zusammengefasst werden, stellt hier eine Option dar.

Technologische Verbesserungsmöglichkeiten bieten sich aber vor allem im Bereich der Kraftwerke. So wird erwartet, dass die elektrischen Wirkungsgrade in fossilen Kraftwerken bis 2030 deutlich gesteigert werden können (Beispiel: Kondensations-GuD-Anlagen (500 MWe) heute 58 % 2030 63 %). Weitere Steigerungen ergeben sich gegebenenfalls darüber hinaus durch den Übergang auf alternative (Kohle-)Kraftwerkskonzepte, zum Beispiel druckaufgeladene stationäre Wirbelschichtbefeuerung, Druckkohlenstaubbefeuerung oder Kohlekraftwerke mit integrierter Vergasung. Diese Anwendungen stehen auch für große KWK-Anlagen zur Verfügung.

Grundsätzliche neue Anwendungen, wie die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, können in Zukunft an Bedeutung gewinnen und neben den ökonomischen Vorteile durch verbesserte Auslastung der KWK-Anlagen auch deutlich positive ökologische Effekten mit sich bringen.

Innovative Technologien im Bereich der dezentralen KWK (Motor-BHKW, Mikro-Gasturbine, Stirling-Motor, Dampf(schrauben)motor, Brennstoffzelle) führen ebenfalls zu Verbesserung der Wirkungsgrade. Über die Integration erneuerbarer Energien, lässt sich der ökologische Effekt noch erhöhen.

In Bezug auf die netzgebundene regenerative Wärmebereitstellung ergeben sich insbesondere durch die Verwendung von Biomasse folgende Optionen:

- *Aufbau und Versorgung kleinerer Wärmenetze in ländlichen Regionen.*
- *Versorgung bestehender oder neuer Wärmenetze in Siedlungsgebieten, wenn Anlagenstandorte an den Siedlungsrändern zur Verfügung stehen. In diesem Fall kommen auch nachwachsende Rohstoffe als Bioenergieträger in Betracht.*
- *Perspektivisch ist auch verstärkt die Einspeisung von Biogas – nach entsprechenden zusätzlichen Aufbereitungsmaßnahmen – in das Erdgasnetz zu erwarten, um dann in bestehenden oder neuen Heizzentralen – mit oder ohne KWK – als Brennstoff genutzt zu werden. Hierdurch würde eine weitgehende Unabhängigkeit von Biomasseanfall und Ort des Wärmebedarf ermöglicht. Erste Projekte hierzu sind in der Realisierung (z.B. in Aachen und München) bzw. stehen kurz vor der Inbetriebnahme.*

Als flüssige Brennstoffe aus Biomasse kommen für die Nutzung zur Wärmebereitstellung in der Regel in Verbindung mit einer gekoppelten Stromproduktion in einem BHKW biogene Kraftstoffe (Biodiesel, Bioethanol) und Pflanzenöle (Raps-oder Sonnenblumenöl) in Betracht. Auf dem deutschen Markt etablieren sich zunehmend auch importierte Palmöle aus Asien zur Strom-und Wärmeerzeugung, was durchaus zu einer zur Zeit kontroversen Diskussion führt. Die Nutzung flüssiger Bioenergieträger besitzt die größte Flexibilität hinsichtlich Anlagenstandort und Anlagengröße und kann auf erprobte und etablierte Technologien aufbauen. Aus technischer Sicht bietet sich somit ein großes Einsatzpotenzial für die netzgebundene Wärmebereitstellung.

Die solaren Nahwärmesysteme mit saisonaler Zwischenspeicherung bieten Möglichkeiten, günstige solare Wärmekosten und hohe solare Deckungsanteile zu erreichen. Es existieren zahlreiche unterschiedliche Speicherkonzepte, eine optimale Lösung bei der Konstruktion von Langzeitspeichern hat sich bisher noch nicht etabliert.

Die anteilige Bereitstellung von Wärme durch erneuerbare Energien gewinnt auch bei zentralen Anlagen an Bedeutung. Zahlreiche Co-Firing-Kraftwerke, die eine Beifeuerung mit Biomasse ermöglichen, sind in Europa und den USA in Betrieb. Unterschiedliche politische Anreizregelungen, um diese Entwicklung zu unterstützen sind in der Diskussion. Die geothermische Wärme-und Stromerzeugung (Hot-Dry-Rock-Kraftwerk) stellt eine weitere Optionen der Integration von erneuerbaren Energien in die Wärmeversorgungsstruktur dar.

Räumlich-strukturelle Entwicklungsmöglichkeiten

Wesentliches Ziel der Untersuchung war das „Runterbrechen“ aggregierter Szenariovorgaben für den Ausbau von Fern-und Nahwärme (inkl. regenerativer Nahwärme) aus den Nachhaltigkeitsszenarien auf die regionale Ebene.

Um die räumlich-strukturellen Entwicklungsmöglichkeiten von Nahwärme aufzuzeigen und örtliche Ausbaupotenziale zu lokalisieren, wird der Satellitendatensatz LaND25 der Firma Infoterra verwendet. Dieser liefert Karten mit einem Auflöseraster von 25x25 m. Aus ihm können wichtige Informationen zur Siedlungsstruktur und zum lokalen Potenzial erneuerbarer Energien abgeleitet werden. Die Methodik zur Nutzung dieser Informationen wird für die vorliegende Studie neu entwickelt und im Folgenden beschrieben.

Mit Hilfe der Satellitendaten können vier unterschiedliche Siedlungstypen (ST) identifiziert werden:

1. *Dorf-und Stadtrandgebiete (ST II)*
2. *Bebauung mittlerer Dichte (ST IIIa)*
3. *Dichte und sehr dichte Bebauung (ST IIIb)*
4. *Industrie-und Gewerbeflächen (ST IV)*

Mittels GIS-Verfahren (Geografisches Informations System) lassen sich die Flächen dieser Siedlungstypen für jede Gemeinde bestimmen.

Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit und der Wärmeverluste von Nahwärmenetzen sind des weiteren die lokalen Gebäudedichten und der lokale Wärmebedarf von Bedeutung. Die Gebäudeanzahl liefert ein Datensatz der Firma infas-Geodaten, welcher gemeindescharf die Anzahl der Gebäude, untergliedert nach Gebäudetyp und Baualtersklasse, enthält. Die Verteilung dieser Gebäude innerhalb der vier Siedlungstypen einer Gemeinde erfolgt nach einem in vorhergehenden Studien [AGFW 2004] erarbeiteten Schlüssel. Der Wärmebedarf dieser Gebäude wird in Abhängigkeit von Typ und Baualtersklasse errechnet. Ergebnis dieser Berechnungen sind die Gebäude-und Wärmedichten (Wärmebedarf je Siedlungsfläche) für jeden der vier Siedlungstypen in jeder beliebigen deutschen Gemeinde.

Aus diesen gemeindespezifischen Angaben zu Gebäude-und Wärmedichten lassen sich die Trassenlänge und die Investitionskosten für das Netz sowie die Netzverluste näherungsweise ableiten.

An den Datensätzen der Firmen Infoterra und infas-Geodaten müssen Korrekturen angebracht werden. Grundsätzlich wurde ein Abgleich mit den amtlichen Statistiken durchgeführt. Auf diese Weise wurde sichergestellt, dass sich in der Summe über alle Gemeinden die korrekten Werte für die Anzahl an Wohngebäuden und für den gesamten Wärmebedarf ergibt. Sehr hoher Anpassungsbedarf ergab sich dabei für

- *die Industrie-und Gewerbeflächen*
- *die Anzahl der Nichtwohngebäude*

Das energetische Potenzial von Biomasse wird aus den Flächen für Wald, Acker-und Dauergrünland ermittelt, die in den Satellitenkarten ausgewiesen werden. Dabei wird das Biomasse-Potenzial auf dem Gebiet der Gemeinde ins Verhältnis zu ihrem Wärmebedarf gesetzt. Auch für die Bestimmung der lokalen solaren Einstrahlung werden Satellitendaten genutzt. Die örtliche Verfügbarkeit von Geothermie ergibt sich aus regional differenzierten Untersuchungen von Kayser und Kaltschmitt.

Ein zukünftiger Bevölkerungsrückgang, wie er schon heute in den neuen Bundesländern beobachtet wird, wirkt sich sehr ungünstig auf die Wirtschaftlichkeit von Nah-und Fernwärmenetzen aus. Um diese dynamischen Effekte zu berücksichtigen, werden die auf Kreisebene vorliegenden demografischen Prognosen des Berlin Instituts [Berlin Institut 2006] genutzt.

Die Gemeinden, die aufgrund der ermittelten Kennwerte für die Installation von Nahwärme aus erneuerbaren Energien am günstigsten erscheinen, werden mit Hilfe eines Ranking-Verfahrens ermittelt. Dazu werden für jeden der vier Siedlungstypen innerhalb einer Gemeinde in Abhängigkeit von folgenden Kennwerten in einem gewichteten Verfahren Punkte vergeben.

Kennwert Maximale Punktzahl

| | |
|------------------------------|----|
| Wirtschaftlichkeit | 10 |
| Demographische Prognose | 5 |
| Netzverlust | 5 |
| Verfügbarkeit von Holz | 7 |
| Verfügbarkeit von Stroh | 3 |
| Verfügbarkeit von Gülle | 3 |
| Einstrahlung | 3 |
| Verfügbarkeit von Geothermie | 4 |

Dem Kennwert „Wirtschaftlichkeit“ wird dabei die höchste Bedeutung zugemessen.

Es werden in der Reihenfolge des Rankings die günstigsten Gemeinden ausgewählt, bis die in den Nachhaltigkeitsszenarios ausgewiesene Potenzialausschöpfung erreicht ist. Insgesamt wird dort für 2020 ein Nahwärmepotenzial von 13,5%, bezogen auf den gesamten Wärmebedarf an Raumwärme und Warmwasser, ausgewiesen, davon über die Hälfte für Biomasse. Gemeinden, die schon heute über große Fernwärmenetze verfügen, werden nicht in dieses Ranking-Verfahren zur Ermittlung der zukünftig günstigsten Standorte für Nahwärme einbezogen. Die Ergebnisse des Ranking-Verfahrens werden in Karten dargestellt.

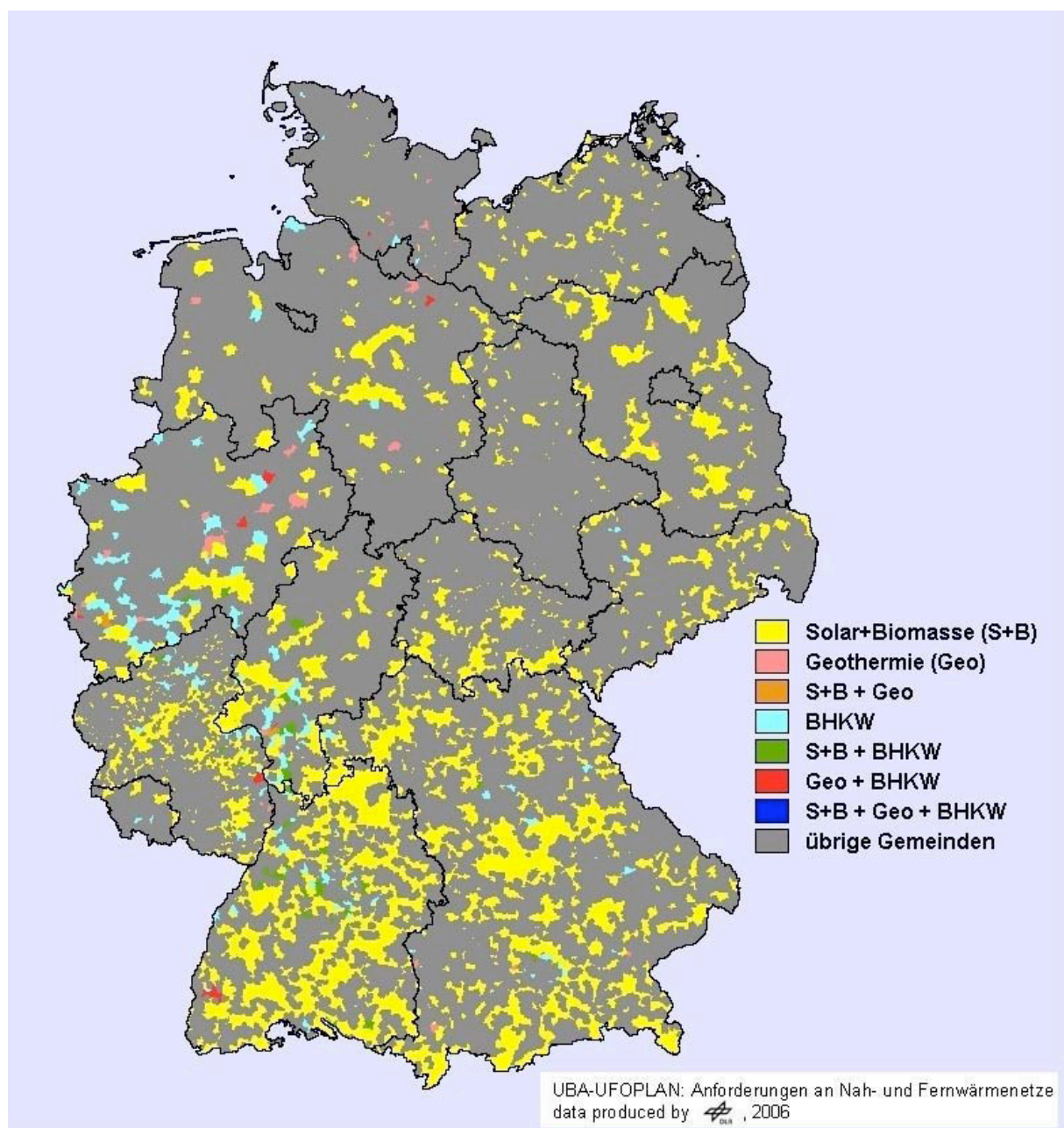


Abbildung 4: Räumliche Verteilung des Ausbaupotenzials für Nahwärme im Jahr 2020

Die dargestellten digitalen Karten lassen erkennen, dass die vorteilhaftesten Standorte für Nahwärme tendenziell im Süden Deutschlands liegen. Auf die beiden südlichen Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern entfallen allein 48% dieses Potenzials. Diese Konzentration der vorteilhaftesten Standorte auf den Süden wird verursacht durch Unterschiede in der Bebauungsdichte, der für diese Regionen günstigen, demografischen Prognose und der höheren solaren Einstrahlung.

Ein großer Teil des Nahwärmepotenzials wird innerhalb des aufgelockert bebauten Siedlungstyps ST II ausgewiesen, bevorzugt im ländlichen Raum, da hier die Bedingungen für die Nutzung von Biomasse und solarer Wärme besonders günstig sind. Durch die Berück-

sichtigung der erneuerbaren Energien kommt es zu einer gegenüber der AGFW-Fernwärmestudie [AGFW 2004] zusätzlichen Ausweisung von geeigneten Standorten für die netzgebundene Wärmeversorgung. Die AGFW-Studie konzentriert sich auf die zusätzlichen Fernwärmepotenziale, die ausschließlich in einwohnerreichen, städtischen Kommunen mit günstiger Siedlungsstruktur und hohen Gebäudedichten ausgewiesen werden. Das Potenzial erneuerbarer Energien ist aber gerade in den kleinen Gemeinden am größten.

Dagegen befindet sich das in der Untersuchung ebenso betrachtete, auf fossilen Energieträgern basierte BHKW-Potenzial, in Übereinstimmung mit der AGFW-Studie überwiegend in Gemeinden mit städtisch geprägtem Umfeld mit hohen Gebäudedichten, ein großer Teil davon in den fernwärmefreien Gemeinden Nordrhein-Westfalens.

Den Vorteilen, die ländliche Gemeinden bei der Nutzung der lokalen Potenziale an erneuerbaren Energien aufweisen, stehen die Nachteile bei der Siedlungsstruktur entgegen. Die Gebäude- und Wärmedichten sind im ländlichen Raum geringer als in den städtisch geprägten Gebieten. Dies führt zu Trassenlängen, welche groß sind im Vergleich zu der über das Netz verteilten Wärmemenge. Daher muss den Verlegekosten je Trassenmeter und den Leitungsverlusten noch größere Aufmerksamkeit als in den städtischen Nah- und Fernwärmegebieten gewidmet werden. Die damit verbundenen Probleme sind aber grundsätzlich beherrschbar wie das Beispiel Dänemarks zeigt, wo noch Gebiete mit weitaus geringeren Wärmedichten als in typischen deutschen Landgemeinden für die netzgebundene Wärmeversorgung erschlossen werden.

Der Aufwand für den hier zugrunde gelegten Ausbau von Nahwärme bis 2020 ist erheblich. Aus den vorgestellten Untersuchungen zur Regionalisierung des Potenzials von Nahwärmesystemen ergeben sich aber keine grundsätzlich neuen Einschränkungen für dieses Ausbaupotenzial. Zur Verwirklichung des Potenzials muss aber die heutige europaweite Produktion von Fernwärmeleitungen kräftig ausgebaut werden. Die Deckung des zusätzlichen Bedarfs wird aber der betroffenen Industrie keine größeren Probleme verursachen. Problematischer ist dagegen die Aufgabe einzuschätzen, in der deutschen Bevölkerung eine ähnliche Akzeptanz und Anschlusswilligkeit in kurzer Zeit und ohne die historischen Entwicklungsprozesse, wie in den skandinavischen Ländern, zu erreichen. Hilfreich ist hierbei eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Nahwärme durch die breitere Einführung kostengünstiger Verlegeverfahren auch in Deutschland.

Die Ergebnisse dieser Untersuchung zur Lokalisierung des Nahwärmepotenzials werden in den Karten zwar gemeindescharf dargestellt. Aber verlässliche Aussagen sind beim derzeitigen Entwicklungsstand der Methode nur bis auf Kreisebene möglich. Um größere Genauigkeit zu erzielen, sind eine Reihe von Verfeinerungen und Erweiterungen notwendig. Hierzu gehört eine bessere Zuordnung der Industrie- und Gewerbeflächen zu den einzelnen Gemeinden und die Berücksichtigung des konkurrierenden Effektes bestehender Gasversorgungen. Darüber hinaus können solche Untersuchungen keine Vor-Ort-Erhebungen ersetzen, sie sind aber für die Vorplanung von Nahwärmesystemen eine wertvolle Orientierungshilfe.

Neben der Darstellung möglicher Entwicklungspfade in der Nahwärmeversorgung, steht die Entwicklungsperspektive der bestehenden Fernwärmeversorgung ebenfalls im Blickpunkt des Forschungsvorhabens. Gespiegelt an der Bevölkerungsentwicklung der kommenden Jahrzehnte wird aufgezeigt, in welchen Regionen Potenziale zur Verdichtung der vorhandenen Netze zu erkennen sind und wo es auf der anderen Seite, z. B. aufgrund rückläufiger Bevölkerungszahlen, besondere Probleme durch eine abnehmende Wärmedichte geben könnte.

Gleichzeitig stellt die Analyse der Fernwärmesituation einen Korrekturfaktor für die im Vorfeld aufgezeigten Ausbaupotenziale der Nahwärme dar.

Die Untersuchung zeigt, dass insbesondere die klassischen Fernwärmegebiete, wie die Ballungsräume in den neuen Bundesländern oder das Ruhrgebiet, in starkem Maße vom demografischen Wandel betroffen sind. Eine abnehmende Bevölkerungs- und Wärmedichte trifft fast alle mit Fernwärme versorgten Gebiete und konfrontiert die Versorgungsunternehmen mit einem erheblichen Anpassungsbedarf.

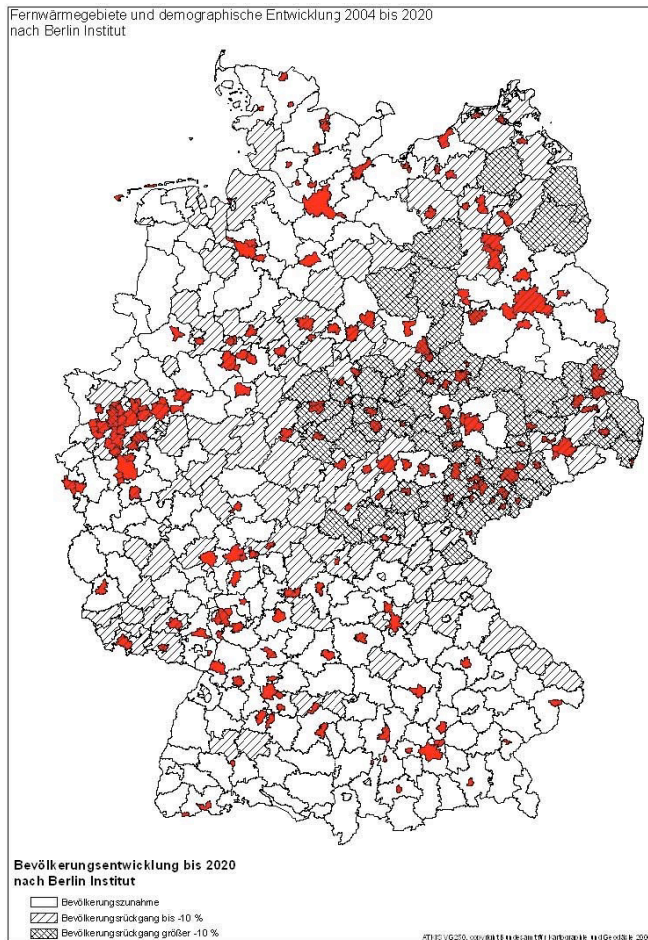


Abbildung 5: Gemeinden mit Fernwärmeversorgung und Bevölkerungsprognose

Eine darüber hinausgehende Betrachtung der Gebiete, die nicht vom Bevölkerungsrückgang betroffen sind, zeigt zudem, dass unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte auch in Zukunft primär den größeren Städten eine Funktion bei dem Ausschöpfen der prognostizierten Verdichtungspotenziale zukommen wird.

Mögliche Strategien der Marktakteure

Die Perspektiven der netzgebundenen Wärmeversorgung sind eng verknüpft mit der strukturellen Entwicklung des Wärmebedarfs der privaten Haushalte. Die Entwicklung der künftigen Struktur der Deckung des Wärmebedarfs der privaten Haushalte ist zusammengefasst durch

folgende wesentliche Faktoren, die auch das Handeln der Marktakteure beeinflusst, gekennzeichnet:

- *Die Einwohnerzahl in Deutschland nimmt z. T. deutlich ab. Dies gilt insbesondere in Ostdeutschland; trifft aber zunehmend auch in großen Teilen des alten Bundesgebietes zu, wie z. B. Nordrhein-Westfalen und das Saarland. Dieser Bevölkerungsrückgang ist zudem verbunden mit einem signifikanten Anstieg des Altersdurchschnitts (demografischer Faktor).*
- *Das Angebot an Wohnraum übersteigt in den Regionen mit signifikantem Bevölkerungsrückgang mit zunehmender Tendenz die Nachfrage. Der Umfang des Wohnungsleerstandes nimmt trotz staatlicher Maßnahmen (z. B. Stadtumbauprogramm Ost) deutlich zu.*
- *Das verfügbare (konsumierbare) Einkommen der privaten Haushalte wird nicht mehr oder zumindest nicht mehr deutlich ansteigen. Auf Grund erhöhter Aufwendungen für Vorsorgemaßnahmen im sozialen Bereich (z.B. Gesundheitsvorsorge, Eigenanteil an der Rentenvorsorge), kann dieses den Trend zu steigenden Pro-Kopf-Wohnflächen brechen bzw. zumindest verlangsamen.*

Als wesentliche Akteure in Zusammenhang mit der netzgebundenen Wärmeversorgung sind die Wohnungswirtschaft, private Eigentümer von EFH/MFH sowie die Wärmewirtschaft in die Betrachtung einzubeziehen. Die Interessen der Wohnungswirtschaft im Hinblick auf eine netzgebundene Wärmeversorgung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- *Im Vordergrund der Interessen steht die Vermietung des Wohnungsbestandes. Die Wärmeversorgung (Versorgungssystem und Wärmekosten) ist vor allem insoweit aus Sicht der Wohnungswirtschaft von Bedeutung, als dass sie Einfluss auf die Vermietbarkeit besitzen kann (z.B. Komfortaspekt).*
- *Von der Wohnungswirtschaft werden grundsätzlich die spezifischen Systemvorteile (z.B. geringer Aufwand, Betreuung einer Heizzentrale entfällt) der Fernwärmeversorgung geschätzt.*
- *Das vergleichsweise hohe Preisniveau der Fernwärmeversorgung hat in letzter Zeit dazu geführt, sich vereinzelt von diesem System abzukoppeln und alternative Versorgungslösungen auf Basis fossiler und erneuerbarer Energien in Betracht zu ziehen.*
- *Tendenziell ist die Wohnungswirtschaft nicht daran interessiert, eine eigene Wärmeversorgung aufzubauen und zu unterhalten, sondern dies eher durch Dritte (Contracting) durchführen zu lassen. Diese Sichtweise ergibt sich zum Teil auch aus dem engen finanziellen Rahmen für Investitionen, der den Wohnungsbaugesellschaften zur Verfügung steht.*

Die zuvor gemachten Ausführungen zur Charakterisierung der Sichtweise der Wohnungswirtschaft lassen sich tendenziell auch auf private Eigentümer von Mehrfamilienhäusern übertragen. Die individuelle Bewertung der Situation ist hier zwar noch vielschichtiger und die Neigung der Eigenverantwortlichkeit – wie etwa eine Investition nicht durch Contractoren durchführen zu lassen – ausgeprägter, aber in der Regel stehen auch bei dieser Eigentümergruppe die Renditeaspekte im Vordergrund, so dass die Wärmeversorgung nur Mittel zum Zweck ist.

Die Entscheidungsprozesse bei Eigentümern von Ein-/Zweifamilienhäusern sind unter anderem durch die persönliche finanzielle Leistungsfähigkeit gekennzeichnet. Obwohl hier Investitionen nur zum Teil „harten“ Renditebetrachtungen unterliegen, wird der Aufbau einer netzgebundenen Wärmeversorgung in der Regel durch die Vielzahl unterschiedlicher Interessen erschwert. Ein nennenswertes Ausbaupotenzial ist bei dieser Eigentümergruppe unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nur schwer realisierbar. Die Eigentümer weichen bei hohen Energiepreisen und auch unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit eher auf

sekundäre Heizsysteme (Kamin) oder gleich auf eine vollständige Anlagenumstellung zum Beispiel mit Holzpellets um.

Der Blick der Fernwärmeversorger ist für die Zukunft unter den gegebenen energiewirtschaftlichen und förderseitigen Rahmenbedingungen nicht auf einen nennenswerten Ausbau der Fernwärmenetze gerichtet. Die von den Wärmedichten her attraktiven Siedlungsgebiete sind bereits erschlossen oder werden über das Gasnetz versorgt, so dass in der Regel aus heutiger Sicht keine nennenswerten wirtschaftlichen Erschließungspotenziale mehr vorhanden sind. Da sich der Wohnungsneubau vorrangig außerhalb der dichter besiedelten Stadtgebiete vollzieht, kann aus diesen Bauaktivitäten gleichfalls kein nennenswertes Anschlusspotenzial für die Fernwärmeversorgung entstehen. Das vorrangige Interesse der Akteure in diesem Marktsegment liegt in der Erhaltung der bestehenden Versorgungsgebiete und einer Anschlussverdichtung entlang bestehender Netztrassen. Punktuelle Netzerweiterungen oder die Errichtung von Nahwärmenetzen bleiben von dieser generellen Bewertung ausgenommen und werden durchaus angestrebt.

Eine Anreizwirkung zum Bau von Wärmenetzen besteht außerhalb von vereinzelten Fördermaßnahmen der Bundesländer (z.B. Investitionszuschüsse für Netzerweiterungen in NRW) gegenwärtig vor allem im Zusammenhang mit den Vergütungsregelungen des EEG, das bei der Biomassenutzung einen zusätzlichen KWK-Bonus gewährt. Hierdurch bestehen sowohl für neue Marktakteure als auch die klassische Versorgungswirtschaft vielfältige Anreize, neue Wärmenetze zu errichten.

Im Hinblick auf die flankierenden energie- und klimapolitischen Instrumente kann zusammenfassend festgestellt werden:

- *Es gibt bereits heute ein umfangreiches Instrumentarium, das zur direkten oder indirekten Förderung der KWK-Nutzung und damit auch zur Förderung von Wärmenetzen beiträgt. Die Wirkung dieser Instrumente hat bisher aber eher nur die Modernisierung oder Erneuerung der Erzeugungsanlagen bewirkt und weniger zu einem Ausbau der Fernwärmenetze beigetragen. In diesem Zusammenhang ist vor allem das KWKG zu nennen. Effekte zu neuen – aber eher kleineren Netzen – sind im Zusammenhang mit dem EEG zu beobachten.*
- *Ein nennenswerter Ausbau der Wärmenetze war in der Vergangenheit immer mit mehr oder weniger großen staatlichen Förderprogrammen verbunden. Für die Unterstützung des weiteren Ausbaus von Wärmenetzen kann an die bestehenden Instrumente angeknüpft werden (z.B. KWK-G), allerdings sind die skizzierten Anreizwirkungen mehr auf den Ausbau der Wärmenetze zu beziehen, als dies in der Vergangenheit der Fall war.*

Letztendlich muss eine konkrete Umsetzung der identifizierten Potenziale für den Ausbau oder den Neubau von Wärmenetzen auf lokaler Ebene erfolgen. Häufig liegen verwertbare Hinweise auf die umsetzbaren Möglichkeiten in den Energie- und Klimaschutzkonzepten vor, die in den 1980er und 1990er Jahren erstellt wurden. Diese gilt es zu aktualisieren und wo möglich aufzugreifen. Hierzu ist die gezielte Identifikation von Wärmesenken eine vorrangige Aufgabe.

3 Derzeitiger Nutzungsstand der Fern- und Nahwärmeerzeugung in Deutschland und Trendentwicklung

3.1 Status quo der Fern und Nahwärmeerzeugung in Deutschland und zeitliche Entwicklung bisher

3.1.1 □ Auswertung statistischer Datenquellen

Die statistische Erfassung der netzgebundenen Wärmenutzung ist komplex, dementsprechend liegen heute keine einheitlichen Angaben vor. Um einen Einstieg in die Darstellung des aktuellen Nutzungsstandes der netzgebundenen Wärmeversorgung zu bekommen, sollen im Folgenden Ergebnisse aus den einschlägigen Statistiken dargestellt werden [Destatis 2006, Eurostat 2006, VDN 2006, AGFW 2006, Euroheat&Power 2006, Öko-Institut 2006].²

Die Nettowärmeerzeugung der allgemeinen (öffentlichen) Versorgung betrug nach Angaben von Destatis im Jahr 2004 136.595 GWh und stieg damit im Vergleich zum Vorjahr (129.752 GWh) um rund 5 Prozent. Rund 81 Prozent dieser Wärme wird in Heizkraftwerken erzeugt, die restlichen 19 Prozent entfallen auf reine Heizwerke. Bei der Betrachtung der zur Wärmeerzeugung eingesetzten Energieträger zeigt sich eine deutliche Dominanz von Erdgas (52 %) und Steinkohle (29 %). Der Rest verteilt auf Braunkohle (8,1 %), Mineralölprodukte (2,1 %), Erneuerbare Energien (1,5 %) und sonstige Energieträger (6,8 %). Diese Zahlen haben sich im Vergleich zum Vorjahr nur marginal verändert. Differenziert man diese Betrachtung nach reinen Heizwerken und Heizkraftwerken, so zeigt sich, dass in den reinen Heizwerken der am häufigsten eingesetzte Energieträger das Erdgas mit 78 Prozent, gefolgt von Steinkohle und Mineralölprodukten mit 5,5 bzw. 6,5 Prozent ist. In den Heizkraftwerken wird ebenfalls Erdgas am häufigsten eingesetzt, allerdings im Vergleich zu den Heizkraftwerken mit einem deutlichen geringeren Anteil (46 %). Zweitstärkster Energieträger in den Heizkraftwerken ist die Steinkohle mit 34,6 Prozent. Erneuerbare Energien spielen, auch wenn es bei den Heizwerken zwischen 2003 und 2004 zu einer Erhöhung um einen Prozentpunkt auf 3,1 Prozent gekommen ist, bisher nur eine untergeordnete Rolle.

In der von EUROSTAT ausgewiesenen Erzeugung von KWK-Strom und -Wärme nimmt Deutschland innerhalb der EU-25 eine Spitzenposition ein. In 2002 lag die Erzeugung von KWK-Strom, mit einem Anteil an der gesamten Stromerzeugung von 9,8 % in Deutschland bei 56,2 TWh (EU-25 insgesamt: 299,2 TWh, welches einem Anteil an der gesamten Stromerzeugung von 9,9 % entspricht) und liefert zusammen mit den Niederlanden und Finnland ca. 40 Prozent des gesamten KWK-Stroms. Innerhalb der Staaten der EU-15 wurden im Jahr 2002 247,7 TWh (entspricht 9,2 % der Gesamtstromerzeugung innerhalb der EU-15) KWK-Strom erzeugt. Die Kapazität der KWK-Stromerzeugung belief sich innerhalb der EU-25 im Jahr 2002 auf 92 GW, auch hier liegt Deutschland mit einer Kapazität von 26,4 GW deutlich vorn (auch wenn, wie oben aufgezeigt der Anteil an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland im Vergleich zu den anderen Ländern z. T. deutlich geringer ist), gefolgt von den Niederlanden mit 6,7 GW und Frankreich, Polen, UK, und Finnland mit jeweils rund 6 GW installierter Kapazität. Die Erzeugung von KWK-Wärme lag in der EU-25 im Jahr 2002 bei 2.844 PJ (dies entspricht mehr als dem 2,6fachen der Stromerzeugung), größten Anteil daran hatte Deutschland mit 19 Prozent bzw. 545 PJ, gefolgt von Polen (308 PJ), Finnland (274 PJ) und Frankreich (263 PJ), die in der Summe knapp die Hälfte der KWK-Wärme in

² Die Statistiken in Tabellenform finden sich im Anhang zu diesem Kapitel

Frankreich (263 PJ), die in der Summe knapp die Hälfte der KWK-Wärme in der EU-25 erzeugen. Auch bei der installierten Kapazität zur KWK-Wärmeerzeugung nimmt Deutschland mit 48,7 GW die Spitzenposition ein. Polen (24,8 GW), Frankreich (23 GW) und die Niederlande (16 GW) folgen mit deutlichem Abstand.

Aus technologischer Sicht wird die KWK-Erzeugung durch die Gegendruckdampfturbinen bestimmt. In der EU-25 werden 32 Prozent des KWK-Stroms und knapp 50 Prozent der KWK-Wärme durch diese Technik erzeugt. Auf kombinierte Anlagen entfallen 32 Prozent des Stroms und 12 Prozent der Wärme, der Anteil der Dampfturbinen mit Entnahmekondensation beträgt beim erzeugten Strom 28 Prozent, bei der Erzeugung von KWK-Wärme 20 Prozent.

Über 50 Prozent bzw. 163 TWh des KWK-Stroms wird in der EU-25 in Anlagen der öffentlichen Versorgungsbetriebe erzeugt. Auf industrielle Anlagen entfallen 136 TWh. Andersherum verhält es sich bei der KWK-Wärme. Hier dominieren die Eigenerzeuger mit 58 Prozent die Erzeugung. Drei Wirtschaftszweige sind bei der Erzeugung auf dem KWK-Markt sowohl bei der Strom- als auch bei der Wärmeerzeugung besonders hervorzuheben. Mehr als zwei Drittel des gesamten KWK-Stroms werden in den Zweigen Papier- und Druckindustrie (28 %), chemische Industrie (24 %) und in den Raffinerien (17 %) erzeugt. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Wärmeerzeugung, hier entfallen auf die Papier- und Druckindustrie 32 Prozent, auf die chemische Industrie 24 Prozent und auf die Raffinerien 16 Prozent. Dieser Teil der Wärmeerzeugung ist nur bedingt netzgebunden, dient er doch primär zur Versorgung einzelner, wenngleich zum Teil sehr großer Verbraucher.

EU-weit wurde als Brennstoff bei der KWK vor allem Erdgas (40 %) eingesetzt, gefolgt von Steinkohle mit einem Anteil von 19 Prozent und Braunkohle mit acht Prozent. Flüssige Brennstoffen haben einen Anteil am Gesamtbrennstoffverbrauch von ebenfalls acht Prozent, auf die erneuerbaren Energien entfallen rund zehn Prozent.

Der Nutzungsgrad bei KWK-Anlagen in der EU-25 lag in 2002 bei durchschnittlich 70 Prozent. Allerdings sind zwischen den einzelnen Technologien deutliche Unterschiede festzustellen. So liegt der höchste Nutzungsgrad bei Gegendruckdampfturbinen und Gasturbinen mit Wärmerückgewinnung mit 76 Prozent, bei kombinierten Anlagen und Entnahmekondensationsdampfturbinen beträgt der Wirkungsgrad hingegen nur 57 Prozent.

Für den deutschen Wärmemarkt liegen zusätzlich Angaben über den Nutzungsstand von Kleinanlagen, explizit für BHKW-Anlagen im Leistungsbereich bis einschließlich 20 MW_{el} vor. Der Stand des Absatzes von BHKW-Anlagen lässt sich aus Erhebungen des Öko-Institutes, Energie&Management und des Bundesverband KWK ablesen, die seit 2004 Umfragen bei den deutschen BHKW-Herstellern durchführen. Die Erhebung fragt die Absatzentwicklung bei 24 Herstellern und damit 90 Prozent des Gesamtmarktes ab. Im Erhebungszeitraum lässt sich ein deutlicher Anstieg des gesamten Absatzes von 428 MW_{el} in 2002 über 453 MW_{el} in 2003, 779 MW_{el} in 2004 auf 844 MW_{el} im Jahr 2005 feststellen. Entscheidender Faktor bei dieser Entwicklung ist aber auch der Export von BHKW-Anlagen. In den Jahren 2004 und 2005 machte dieser rund zwei Drittel des gesamten Absatzes aus. Im Inland spielt vor allem der Absatz biogen befeuerter Anlagen eine wichtige Rolle, die aufgrund der spezifischen Regelungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) stärker nachgefragt werden. Insbesondere im Leistungsbereich zwischen 500 kW_{el} und 5 MW_{el} konnte hier ein deutlicher Anstieg im Absatz verzeichnet werden (vgl. Abbildung 1). Fossil betriebene Anlagen, die eine Unterstützung durch das KWK-Gesetz (KWKG) erfahren, nehmen einen geringeren Anteil ein, verzeichneten jedoch ebenfalls einen offensichtlichen Zuwachs. Bezogen auf die Anzahl der Anlagen spielen hier vor allem die kleinen Motoren bis 50 kW_{el} eine wichtige Rolle, in

Bezug auf die installierte Leistung sind dieses jedoch die größeren Anlagen von 50 kW_{el} bis 2 MW_{el}.

Eine Abschätzung der durch BHKW produzierten Wärme- und Strommenge erfolgt unter der Annahme, dass KWKModG-Anlagen im Jahr durchschnittlich zwischen 5.000 und 6.000 Stunden in Betrieb sind, bei EEG-Anlagen wird eine Betriebsdauer von 6.000 bis 7.500 Stunden angenommen. Für das Jahr 2004 ergibt sich daraus eine erzeugte Strommenge von 3,8 TWh (1,1 TWh aus KWKModG-Anlagen, 2,7 TWh aus EEG-Anlagen) und eine Wärmemenge von 1,9 TWh (1,4 KWKModG-Anlagen, 0,5 TWh EEG-Anlagen). Hinsichtlich der, durch diese Anlagen induzierten, CO₂-Einsparungen wird geschätzt, dass diese in 2005 bei rund 4,2 Millionen Tonnen liegen. Davon entfallen 1 Millionen Tonnen auf KWKModG-Anlagen und 3,2 Millionen Tonnen auf EEG-Anlagen³.

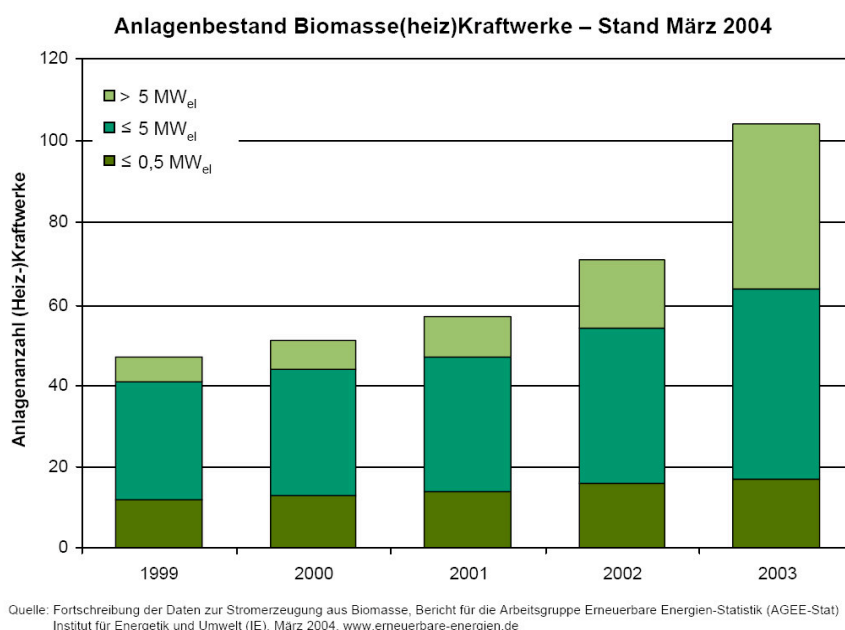


Abbildung 1: Anlagenbestand Biomasse(heiz)Kraftwerke in Deutschland - Stand März 2004 (<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/6958/35047/>)

Für die netzgebundene Wärmeversorgung, speziell die Fernwärmeversorgung, beschreibt der Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2004, herausgegeben durch die Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW), die aktuelle Struktur [AGFW 2005]. Zu beachten ist hier, dass es sich bei dieser Erhebung um eine freiwillige Meldung der Versorgungsunternehmen handelt. Im Bericht 2004 finden sich Angaben von 234 Versorgungsunternehmen, nach Einschätzung der AGFW, stellen diese 90 Prozent der Fernwärme bereit. Alle Angaben zur Erzeugung und zu den Netzen müssen jedoch vor diesem Hintergrund gesehen werden.

³ Annahmen für Stromerzeugung: Mittellast-Mix Steinkohle/Erdgas; 770 g CO₂/kWh_{el}. Annahmen für die Wärmeerzeugung: Erdgas/Heizölkessel; KWKModG: 272 g CO₂/kWh_{th}; EEG: 313 g CO₂/kWh_{th}

Im Jahr 2004 wurden durch die teilnehmenden Unternehmen 314.582 TJ Wärme in die Netze eingespeist. Davon entfielen auf die alten Bundesländer 78 Prozent und auf die neuen Bundesländer 22 Prozent. Diese Anteile haben sich in den letzten Jahren nicht verändert. Rund 71 Prozent dieser bereitgestellten Wärme wird in Anlagen mit KWK erzeugt, weiter 16 Prozent der Erzeugung findet in Anlagen ohne KWK statt, die restlichen 13 Prozent werden über Fremdbezug von Unternehmen bereitgestellt, die nicht in der AGFW-Statistik erfasst sind. Der Anteil der in KWK erzeugten Wärme liegt in den neuen Bundesländern mit 66 Prozent, zugunsten der Erzeugung ohne KWK, etwas niedriger.

Im Hauptbericht 2004 [AGFW 2005] sind insgesamt 1.400 Fernwärmenetze erfasst, die zusammengekommen eine Länge von 18.580 Kilometern haben und darüber rund 307.000 Hausübergabestationen anschließen. Die Entwicklung des jährlichen Zuwachses der Anschlussleistung blieb in den letzten Jahren stabil, allerdings auf niedrigem Level. Erweiterungen der Anschlussleistungen finden vor allem im Bereich der Verdichtung bestehender Netze, in dem Aufbau neuer isolierter Netze und durch Contracting-Projekte statt [AGFW 2004a].

3.1.2 □ Aktuelle netzseitige Entwicklung

Für die Entwicklung einer Strategie zum Ausbau von Nahwärmenetzen sind auch die bisherigen Erfahrungen im Bereich der existierenden Fernwärmenetze, insbesondere bei der Anschlussentwicklung und im Leitungsbau, sowie die Einschätzung der zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten von Bedeutung.

Die wichtigsten Datenquellen im Bereich der Fernwärme sind die Haupt- und Schnellberichte der AGFW. Im jährlichen Hauptbericht der Fernwärmeversorgung werden nach Einschätzung der AGFW 91% des Fernwärmemarktes erfasst [AGFW 2005]. Dieser Anteil schwankt von Jahr zu Jahr aufgrund der wechselnden Bereitschaft der Fernwärmeversorgungsunternehmen (FVU), sich an den Hauptberichten zu beteiligen⁴. Für eine Analyse der Entwicklungen von Anschlusswerten und Netzlängen sind daher die in den Hauptberichten ausgewiesenen Gesamtsummen dieser wichtigen Kennwerte weniger geeignet⁵. Aussagekräftiger sind daher Angaben zu Änderungen von spezifischen Werten oder Antworten auf Fragen, welche sich speziell auf Änderungen innerhalb des jeweiligen FVU beziehen. Detailliert wird von der AGFW insbesondere die Änderung beim Anschlusswert innerhalb der Berichtsperiode von den einzelnen Mitgliedsunternehmen abgefragt.

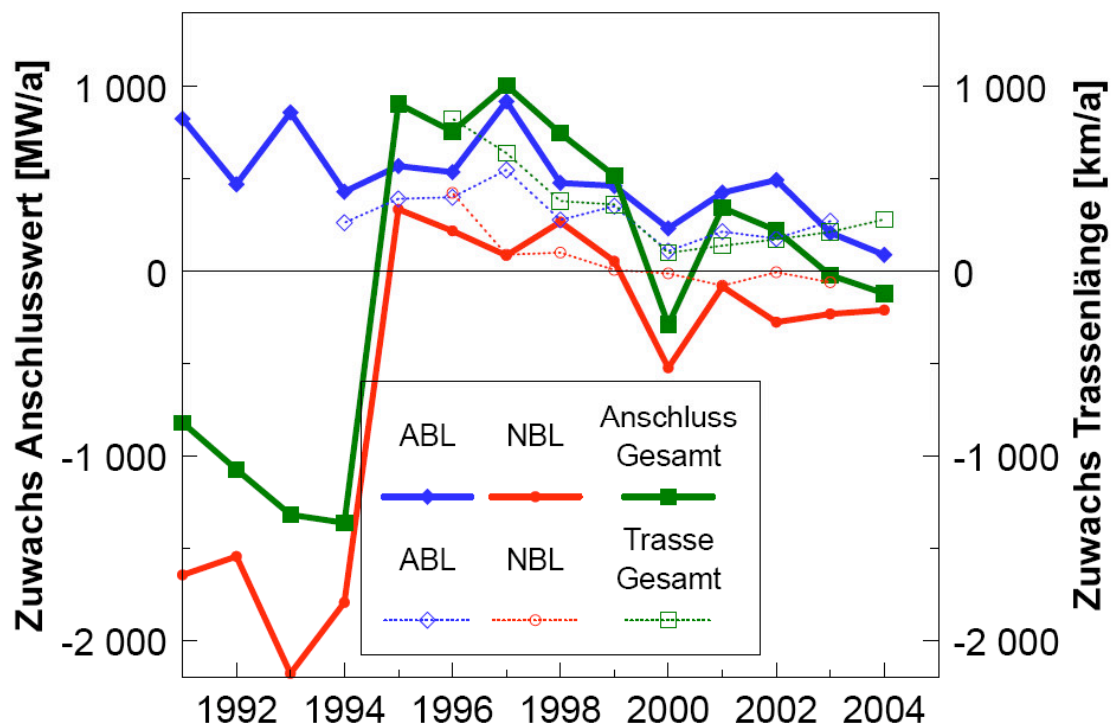
3.1.3 □ Veränderungen bei Anschlusswerten und Netzlängen

Bei den Anschlusswerten stagniert in Gesamtdeutschland die Entwicklung (Abbildung 2). In den neuen Bundesländern (NBL) sind sie sogar rückläufig. Allerdings ist dort der Anteil der Fernwärme am gesamten Wärmemarkt immer noch deutlich höher als in den alten Ländern

⁴ Der im Hauptbericht erfasste Marktanteil kann von Jahr zu Jahr um bis zu 5% des gesamten Anschlusswertes schwanken.

⁵ In den Hauptberichten werden nur diejenigen Unternehmen berücksichtigt, welche sich im jeweiligen Jahr daran beteiligt haben. Eine Hochrechnung auf die gesamte Fernwärmeversorgung wird in den Hauptberichten i.d.R. nicht versucht.

(ABL). Aber auch in den alten Ländern wurde im Jahr 2004 nur noch ein sehr geringes Wachstum von 0,2% des gesamten Anschlusswertes der ABL von 40 962 MW beobachtet. Im Zeitraum zwischen 1975 und 1991 lag dieser Zuwachs noch bei etwa 1 000 MW/a.



Gesamter Anschlusswert in 2004 (von 234 FVU): 51254 MW
 Gesamte Trassenlänge in 2004 (von 234 FVU): 18 580 km
 Anteil der 234 FVU am Fernwärmemarkt: ca. 91%

FW-St-D.pre

Abbildung 2: Zuwächse bei Anschlusswert und Trassenlänge in den alten (ABL) und neuen (NBL) Bundesländern⁶. Quelle: Jahreshauptberichte der Fernwärmeversorgung.

Die dargestellten Zuwächse sind der Saldo der von den FVU berichteten Anschlusswertminderungen und Anschlusswerterhöhungen. Durch Abriss oder Netzstilllegung ergab sich seit 1997 jährlich eine Minderung des Anschlusswertes um 0,7% bis 0,9%. Hinzu kommt eine jährlich Anschlusswertminderung bei bestehenden Gebäuden in Höhe von 0,7% bis 1,0%, z.B. aufgrund verbesserter Wärmedämmung [Schnellberichte 1997ff]. Diesem Rückgang bei den Anschlusswerten steht ein Zuwachs durch neu angeschlossenen Gebäude gegenüber⁷.

Bei dem Neuanschluss von Gebäuden handelt es sich hauptsächlich um Netzverdichtungen in bereits mit Fernwärme versorgten Gebieten [AGFW 2005a]. Es gibt nur geringe Aktivitäten zu Netzerweiterungen oder zum Neubau von Netzen. Insgesamt nimmt trotz des stagnieren-

⁶ Die Angaben berücksichtigen nur diejenigen FVU, welche Daten zu dem jeweiligen Hauptbericht der Fernwärmeversorgung geliefert haben.

⁷ Es gibt auch Erhöhungen des Anschlusswertes bei bestehenden Gebäuden. Diese sind jedoch selten und in der Summe vernachlässigbar gering.

den Anschlusswertes die Anzahl der mit Fernwärme versorgten Gebäude zu. Dementsprechend fiel der mittlere Anschlusswert je Hausanschluss (HA) zwischen 2000 und 2004 von 172 kWh/HA auf 167 kWh/HA.

Aufgrund einer verbesserten Wärmedämmung kann entweder der Anschlusswert des betroffenen Gebäudes oder die Ausnutzungsdauer der Anschlussleistung herabgesetzt werden. Die Ausnutzungsdauer ist allerdings nicht nur von der Wärmedämmung sondern auch von der mittleren Umgebungstemperatur in der Heizsaison des jeweiligen Jahres abhängig. Um hier Aussagen treffen zu können, ist eine Temperaturbereinigung der gemessenen Ausnutzungsdauern erforderlich. Eine überschlägige Analyse der Ausnutzungsdauern in den ABL ergibt, dass diese temperaturbereinigt eher zunehmen. In den NBL nahm dagegen die Ausnutzungsdauer deutlich ab, was nicht allein auf eine verbesserte Wärmedämmung sondern wohl beim weit überwiegenden Teil auf eine verbesserte Zuordnung der Heizkosten auf die einzelnen Fernwärmekunden gemäß dem tatsächlichen Verbrauch zurückzuführen ist.

Auch der Zuwachs bei den Trassenlängen geht zurück (Abbildung 2). In den NBL werden sogar mehr Leitungen stillgelegt als zugebaut. Aber auch in den ABL ist tendenziell ein Rückgang beim Zubau von Fernwärmeleitungen zu verzeichnen. Dieser fällt aber weit weniger deutlich aus als bei den Anschlusswerten.

3.1.4 □ Einschätzung der Perspektiven von Fern- und Nahwärme

Vor dem Hintergrund der derzeitigen Stagnation im Fernwärmemarkt werden seitens der AGFW trotz hoher langfristiger Potenziale [AGFW 2005b] die kurz- und mittelfristigen Perspektiven eher zurückhaltend eingeschätzt [Lutsch 2005]. Als Ursachen hierfür wird angegeben, dass

- viele FVU auch im Strommarkt engagiert sind und daher in den letzten Jahren der Themenschwerpunkt bei der Liberalisierung und dem Unbundling lag,
- die KWK-Gesetzgebung auf den Strombereich fixiert ist, was nur zu höheren Stromkennzahlen ohne Auswirkungen auf den Wärmemarkt führt,
- der CO₂-Emissionshandel den Fernwärmeausbau behindert,
- die Wärmeseite auch in der Vergangenheit stets vernachlässigt wurde,
- kurze Abschreibungszeiten die langfristigen Überlegungen, welche sich zugunsten von Fernwärme auswirken würden, behindern,
- Fernwärme noch immer nicht als eine moderne und zukunftsorientierte Versorgungsart angesehen wird⁸.

Nahwärme wird von den EVU bezüglich der zukünftigen Bedeutung deutlich positiver eingeschätzt als die traditionelle Fernwärme. 56% der Fernwärmeversorger rechnen damit, dass die Bedeutung von Nahwärme wachsen wird. Die Aussichten für die traditionelle Fernwärme

⁸ Eine im Jahr 2004 von EMNID im Auftrag der Gaswirtschaft durchgeführten Umfrage zeigte allerdings vergleichsweise günstige Ergebnisse für die Fernwärme. Nur Gasheizungen wurden als moderner eingeschätzt und in den NBL wäre bei freier Auswahl Fernwärme sogar die beliebteste Heizenergie. In den ABL liegt sie nach Gas immerhin noch auf dem zweiten Platz, knapp vor Öl. Quelle: www.erdgas-marketing.de/marketing14/pdf/ergebnistabellenwunschenergie0304.pdf

schätzen dagegen nur 19% ähnlich positiv ein [ZfK 2004]. Allerdings rechnen nur relativ wenige (12%) der FVU damit, dass die Kosten des Leitungsbaus noch deutlich sinken könnten [ZfK 2003], was für einen Erfolg von Nahwärme außerhalb der dicht bebauten Stadtkerne aber von besonderer Bedeutung wäre.

3.1.5 ☐ Änderungen in der Beheizungsstruktur

Für die Beheizung von Wohnungen gibt es amtliche Statistiken zur Beheizungsstruktur (Tabelle 1). Diese Statistiken deuten auf eine Zunahme der Marktanteile von Fernwärme hin – wenigstens im Bereich der privaten Haushalte⁹.

Tabelle 1: Mit Fernwärme beheizte Wohnungen. Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 5.

| | Bewohnte Wohneinheiten, gesamt | Davon beheizt mit Fernwärme | |
|-------------|---------------------------------------|------------------------------------|------|
| Jahr | Anzahl [in Tsd.] | Anzahl [in Tsd.] | % |
| 1993 | 32252 | 3144 | 9,7 |
| 1998 | 33828 | 4430 | 13,1 |
| 2002 | 35128 | 4804 | 13,7 |

Andere Untersuchungen deuten auf einen deutlich geringeren Anteil der Fernwärme am Wärmemarkt hin. Gemäß der jährlich veröffentlichten Struktur des „Endenergieverbrauchs in Deutschland“ [BWK 2003 ff] liegt der Anteil der Fernwärme seit 2001 konstant bei 9% (Anteil der Fernwärme am gesamten Endenergiebedarf für Raumwärme).

Im Neubaubereich wurden im Jahr 2002 6,9% der insgesamt 253 700 fertiggestellten Wohnungen mit Fernwärme beheizt. Von den insgesamt 161 886 m³ an beheiztem Volumen in Nichtwohngebäuden wurden 15,7% mit Fernwärme beheizt. Mit Blockheizungen, welche möglicherweise zur Nahwärme gerechnet werden können, wurden nur 0,1% der neuen Wohnungen beheizt, für Nichtwohngebäude lag dieser Wert bei 2,5%.

3.2 Nachfrageseitige Veränderungen

3.2.1 ☐ Demografischer Wandel (Geburtenzahlen und Wanderungen)

Auch wenn das Phänomen des demografischen Wandels in erster Linie als Problem der Sicherung der Sozialsysteme wahrgenommen wird, so rückt dennoch verstärkt auch ins öffentliche und politische Bewusstsein, dass rückläufige Bevölkerungszahlen und damit einhergehend eine Abnehmen der Bevölkerungsdichte die Bereitstellung der Infrastrukturen vor neue

⁹ Nach Umfragen der Ruhrgas AG zur Beheizungsstruktur von Wohnungen lag die Anzahl der mit Fernwärme beheizten Wohnungen im Jahr 2003 bei 4,625 Mio. (12,4% von 37,3 Mio. Wohnungen). Quelle: „Strategie und Kennzahlen 2004“, www.eon-ag.com.

Herausforderungen stellt. Dieses betrifft sowohl die Aufrechterhaltung sozialer und kultureller Einrichtungen, wie Kindergärten, Schulen, Bibliotheken und Freizeiteinrichtungen, aber auch - und damit ist es im Rahmen dieses Forschungsvorhabens von Interesse - die Bereitstellung und den effizienten Betrieb der technischen Infrastrukturen. So bringt beispielsweise die Entdichtung von Wohngebieten und die damit sinkenden Abnehmerzahlen das Problem der Verkeimung von Wasserleitungen mit sich, die durch die Wasserversorgungsunternehmen nur abgewendet werden können, indem sie die durchlaufende Wassermenge künstlich aufrechterhalten bzw. erhöhen.

Aber auch der Energiesektor ist, über die Veränderungen der Wärmedichte, direkt vom demografischen Wandel betroffen. Entscheidend wird es daher sein, aufzuzeigen wo sich der demografische Wandel, festgemacht an Geburtenrückgang und Wanderungsverhalten, regional in besonderer Weise niederschlägt und somit die Energieversorgung vor neue Herausforderungen stellt.

Drei wesentliche Trends kennzeichnen die demografische Entwicklung in Deutschland. Erstens der Geburtenrückgang, zweitens eine starke Alterung der Bevölkerung und drittens starke regionale Wanderungen seit der Wiedervereinigung mit erheblichen Auswirkungen für die räumliche Verteilung der Bevölkerung. Da insbesondere für das regionale Wanderungsverhalten die ökonomische Perspektive einer Region von Bedeutung ist, sollen Prognosen zur wirtschaftlichen Entwicklung der Regionen in Deutschland in den folgenden Ausführungen ebenfalls berücksichtigt werden

Seit den 60er Jahren sind die Geburtenzahlen in Deutschland rückläufig und haben sich bis heute um fast die Hälfte reduziert. Ein deutlicher Unterschied lässt sich dabei zwischen den neuen Bundesländern und den alten Bundesländern feststellen. Während die Geburtenzahl in den alten Bundesländern kontinuierlich auf den heutigen Wert absank, lässt sich für die neuen Länder feststellen, dass die Zahlen bis zur Wiedervereinigung über den Werten Westdeutschlands lagen. Insbesondere in den achtziger Jahren lagen die Geburtenzahlen hier deutlich über dem Westniveau. Nach der Wende brachen die Zahlen jedoch in dramatischer Weise zusammen und sanken auf ein, bis dahin nicht gekanntes Tief von etwa 0,7 Geburten je Frau im Jahr 1993. Heute liegt der ostdeutsche Wert der Geburtenzahl mit 1,3 Geburten je Frau etwas unter dem westdeutschen Wert mit 1,4 Geburten je Frau. Die Prognosen der Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes gehen jedoch davon aus, dass sich dieser Wert bis 2010 auf dem westdeutschen Niveau einpendeln und bis 2050 konstant bleiben wird [Statistisches Bundesamt 2003]. Diese Annahmen erscheinen fraglich, wenn bedacht wird, dass die erhöhte Geburtenzahl im Westen des Landes auch den höheren Geburtenzahlen der Imigrantenfamilien zuzurechnen ist, die im Osten des Landes eine weniger entscheidende Rolle spielen.

Das Statistische Bundesamt geht in seiner 10. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung [Statistisches Bundesamt 2003] davon aus, dass die Anzahl der potenziellen Mütter (Frauen im Alter zwischen 15 und 49 Jahren) weiterhin zurückgehen wird. In der mittleren Variante der Vorausberechnung (mittlere Zunahme der Lebenserwartung und mittleres Zuwanderungssaldo) wird prognostiziert, dass ihre Zahl von 20 Millionen in 2001 auf 14 Millionen im Jahr 2050 absinken wird. Ein drastischer Rückgang der Kinderzahlen ist die Folge. Gleichzeitig wachsen die geburtenstarken Jahrgänge in die hohen Altersgruppen hinein, mit der Konsequenz, dass die jährlichen Sterbezahlen in den kommenden fünfzig Jahren deutlich zunehmen. Da die Sterbezahlen die Geburtenzahlen immer stärker übersteigen und die Zuwanderung die natürliche Bevölkerungsentwicklung lediglich leicht abschwächen kann, wird

die Bevölkerungszahl bis 2050 zurückgehen; je nach Prognosevariante wird die Zahl in 2050 zwischen 67 Millionen und 81 Millionen Einwohnern liegen. Prognos/EWI geht von einer Bevölkerung von 79,3 Millionen im Jahr 2030 aus [Prognos/EWI 2005].

Problematisch wird dieser Bevölkerungsrückgang dadurch, dass er sich in den Regionen Deutschlands unterschiedlich verteilt und durch regionale Wanderungsbewegungen noch zusätzlich verstärkt wird.

Das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) identifiziert in seinem Raumordnungsbericht [BBR 2005] zwei wesentliche Wanderungsbewegungen, die kennzeichnend für die Situation in Deutschland sind. Zum einen sind dies die Bevölkerungsbewegungen zwischen dem Osten und dem Westen der wiedervereinigten Bundesrepublik. Seit dem Fall der Mauer sind 3,5 Millionen Menschen aus den neuen in die alten Bundesländern umgezogen, allerdings auch 2 Millionen in die entgegen gesetzte Richtung. Betrachtet man die Nettowanderungsbewegung von Ost nach West, so nahm diese von 1989 bis 1997 zunächst kontinuierlich ab, stieg dann bis 2001 wieder auf das Level der frühen neunziger Jahre, seit 2002 sinkt sie wieder. Letzteres ist jedoch nicht auf eine rückläufige Abwanderung sondern vielmehr auf einen Anstieg der Zuwanderung vom Westen in den Osten zurückzuführen. In starker Abhängigkeit von der Entwicklung der Arbeitsmarktsituation in den neuen Ländern, kann davon ausgegangen werden, dass sich die Wanderungsverluste von Ost nach West in Zukunft einstellen.

Auch kleinräumig führen Wanderungsbewegungen zu einer regional stark differenzierten Ausprägung der demografischen Entwicklung. Weiterhin werden suburbane Räume im Umland der großen Städte Zuwanderungen verzeichnen können, wohingegen Kernstädte, vielmehr jedoch die peripheren Räume mit geringer Bevölkerungsdichte, Abwanderungen hinnehmen müssen.

Ein detailliertes Bild über die demografische Zukunft der Regionen in Deutschland entwirft das Berlin Institut für Bevölkerung und Entwicklung [Berlin Institut 2006] und weist dabei auf die gegenseitige Beeinflussung von demografischer und ökonomischer Entwicklung hin. Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse der Berliner Studie zur Regionalisierung der demografischen Entwicklung stellen bereits den Einstieg in das Arbeitspaket 4 „Räumlich-strukturelle Entwicklungsmöglichkeiten der Wärmenetze“ dar. Aufgezeigt wird, in welchen Regionen (Kreisen) zukünftig mit einer Verschärfung der demografischen und wirtschaftlichen Situation zu rechnen ist und welche Landesteile andererseits auch in den nächsten Jahren mit Zuwächsen und einer positiven Entwicklung rechnen können.

Zugrunde liegender Mechanismus ist hierbei die Konkurrenz der einzelnen Regionen um den Zuzug der - weniger werdenden - unter 35jährigen, die als Garant für ein solides demografisches und ökonomisches Fundament gesehen werden. Prognostiziert wird, dass bei diesem Wettbewerb die Zahl der Verliererregionen zunehmen, die der Gewinner abnehmen wird. Zu beachten ist dabei, dass eine schlechte Ausgangssituation in einen Bereich nicht zwangsläufig eine negative Entwicklung im anderen Bereich bedeutet. So können beispielsweise ländliche Regionen schwache ökonomische Perspektiven haben, aber gleichzeitig günstige Demografiewerte aufweisen. Schlecht stehen die Prognosen daher vor allem für die Regionen, die sowohl in wirtschaftlicher als auch in demografischer Hinsicht aktuell bereits schlechte Werte mit sich bringen. Diese Kreise finden sich vor allem in Brandenburg (Elbe-Elster, Spree-Neiße), Mecklenburg-Vorpommern (Uecker-Randow), Sachsen (Muldentalkreis), Sachsen-Anhalt (Köthen, Merseburg-Querfurt) und Thüringen (Nordhausen, Kyffhäuserkreis, Sömmerda, Ilm-Kreis, Altenburger Land). Die einzigen Kreise in den alten Bundes-

ländern, die diese Dopplung aus sowohl demografisch als auch ökonomisch negativer Prognose ausweisen finden sich in Bayern (Landkreis Hof und Landkreis Coburg). Besonders die abseitige Lage mit Grenzen zum strukturschwachen Thüringen, Sachsen und zum Nachbarland Tschechien führen hier zu einer schlechten Bewertung der Zukunftsaussichten.

Zu den Gewinnerregionen gehören in Deutschland fast ausschließlich die Kreise im Umland großer ökonomisch starker Agglomerationen. Sie haben den Strukturwandel weitgehend abgeschlossen und bieten somit den jungen und dynamischen Bevölkerungsgruppen die attraktivsten Lebensbedingungen. Verlierer der demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung sind hingegen die abgelegenen ländlichen Regionen, die nur im Falle touristischer Attraktivität oder zukunftsweisender Demografiewerte die Verliererposition verlassen können.

Die süddeutschen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg erweisen sich als die Zukunftsregionen in Deutschland. Vierzehn der zwanzig am besten bewerteten Kreise in Deutschland liegen in Baden-Württemberg und Bayern. Insbesondere Baden-Württemberg ist noch weitgehend frei von demografischen Problemregionen. Die bayrischen Grenzkreise nach Tschechien, ebenso nach Sachsen und Thüringen weisen hingegen bereits negative demografische Tendenzen auf.

Geradezu flächendeckend ist die demografische Problemlage hingegen in den neuen Bundesländern, wo seit mehr als fünfzehn Jahren junge Menschen in die wirtschaftlich stärkeren Kreise (hierzu zählen auch städtische Regionen in Ostdeutschland) abwandern. Besonders betroffen von dieser Entwicklung ist das Bundesland Sachsen-Anhalt, in dem die Hälfte der 20 Kreise mit der schlechtesten Wertung liegt. Stabile Regionen finden sich in den neuen Bundesländern nur im Umland größerer Verdichtungsräume wie Dresden, dem thüringischen Verdichtungsraum Jena-Weimar-Erfurt-Eisenach oder Berlin. Bei den Kreisen Brandenburgs, die von der Nähe zur Hauptstadt profitieren, muss allerdings berücksichtigt werden, dass sich das positive Ausstrahlen der Metropole auf einen lediglich 40 Kilometer Umkreis zur Stadt, den so genannten inneren Verflechtungsraum, beschränkt. Die abgelegeneren Gemeinden innerhalb dieser Landkreise weisen die für Ostdeutschland typischen negativen demografischen und ökonomischen Tendenzen auf. Eine weitere Verschärfung der Situation in Ostdeutschland wird sich ergeben, wenn in den nächsten fünf Jahren die besonders geburtenschwachen Jahrgänge aus der Zeit direkt nach der Wiedervereinigung in die Phase der Ausbildung treten. Hier zeichnet sich ab, dass sich zunächst die Zahl der Lehrlinge, gefolgt von den Studienanfängern und schließlich die Zahl der Berufseinsteiger halbieren wird.

Grundsätzlich lassen sich zwei Arten von Verliererregionen unterscheiden. Zum einen sind dies die altindustriellen Regionen. Im Osten zählen hierzu vor allem die Lausitz, das südliche Sachsen-Anhalt und die Randregionen Thüringens. Hinzu kommen zum anderen ländliche Problemregionen, wie die Altmark in Sachsen-Anhalt, die Prignitz in Brandenburg und besonders die nordöstlichen Landesteile Mecklenburg-Vorpommerns. Die mittel- bis langfristige Aufgabe von Siedlungen ist hier zum Teil bereits in den Landesentwicklungsprogrammen festgeschrieben.

Zunehmend macht sich die Bevölkerungsentwicklung aber auch in den westlichen Bundesländern bemerkbar. Betroffen sind auch hier in erster Linie Regionen, die auch wirtschaftlich auf schwachen Füßen stehen. Hierzu zählen die Regionen an der ehemaligen innerdeutschen Grenze, im Harz sowie Kreise in Nordhessen bis hinein nach Nordbayern. Aber auch andere Teile der ehemaligen Bundesrepublik haben zunehmend mit den Folgen der wirtschaftlichen Entwicklung zu kämpfen. Zu nennen sind hier die Küstenstädte Kiel, Bremerha-

ven und Wilhelmshaven sowie die ehemaligen Gebiete der Schwerindustrie wie das Saarland, vor allem aber das Ruhrgebiet, die nachwuchssärmste Region in Westdeutschland.

Der Frage, warum die dargestellte demografische und ökonomische Entwicklung von Belang für die hier vorgenommene Untersuchung der Anpassung der Wärmenetze ist, kann man sich über die Untersuchung des Infrastrukturaufwandes je Einwohner nähern. Angenommen wird in diesem Zusammenhang, dass die hohen Fixkosten für Infrastrukturen, die insbesondere die Versorgungsunternehmen aufbringen müssen, auch vor dem Hintergrund rückläufiger Bevölkerungszahlen gleich bleiben. Das Berlin-Institut untersucht diese Entwicklung auf Basis des Aufwandes an Siedlungs- und Verkehrsfläche pro Kopf und spiegelt diesen mit der demografischen Entwicklung. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Aufrechterhaltung der Infrastrukturen in erster Linie dort problematisch wird, wo die heute bereits niedrigen Bevölkerungszahlen weiterhin stark abnehmen. Hierzu müssen vor allem weite Teile Mecklenburg-Vorpommerns, der äußere Verflechtungsraum Brandenburgs, das nordöstliche Sachsen-Anhalt, Mittel- und Nordhessen, die Randbereiche Thüringens und Kreise in Nordbayern gezählt werden. Hier wird es im besonderem notwendig sein, für die Zukunft Strategien zu entwickeln, die es ermöglichen die Infrastrukturen der demografischen Entwicklung anzupassen.

3.2.2 □ Wohnraumbedarf

Über den sich ändernden Bedarf an Wohnflächen und die benötigte Energie um die Wohnungen zu beheizen, wirkt sich der demografische Wandel auf das Energiesystem aus.

Wesentlicher Indikator ist hierbei die Wohnfläche pro Kopf, die seit dem Krieg stetig auf heute gut 40 Quadratmeter gestiegen ist. Ein besonders starker Anstieg war hierbei im Zeitraum von 1973 bis zur Wiedervereinigung auszumachen. Durch die Wende wurde die Zunahme abgebremst, da die Pro-Kopf-Wohnflächen in der ehemaligen DDR vergleichsweise gering waren. Durch das starke Aufblühen des ostdeutschen Wohnungsbaus seit Beginn der neunziger Jahre, ist diese Zäsur inzwischen wieder überwunden. Für die Zukunft wird angenommen, dass die Wohnflächen pro Kopf weiter ansteigen, wenn auch nicht mehr in den Raten der siebziger und achtziger Jahre. Im Vergleich zum Jahr 2000 wird jedoch bis 2030 von einem Anstieg um rund 40 Prozent auf dann ca. 57 Quadratmeter pro Kopf ausgegangen. Bei diesen Berechnungen wird davon ausgegangen, dass die demografische Entwicklung dazu führt, dass Wohnraum im Überschuss vorhanden ist. Gesellschaftliche Trends, wie die zunehmende Individualisierung oder der Remanenzeffekt, verstärken diese Entwicklung.

Zweiter entscheidender Treiber für die Wärmenachfrage ist, neben der Bevölkerungsentwicklung und den daraus resultierenden Wohnflächen, der spezifische Wärmeverbrauch je Quadratmeter Wohnfläche. Der starke Anstieg des Raumwärmebedarfs pro Quadratmeter in der Nachkriegszeit wurde durch die 1973er Ölkrise jäh gestoppt; ein anfangs drastischer, seit den Achtzigern schwächer werdender Rückgang waren die Folge. Ein erneuter Anstieg im Zuge der Wiedervereinigung führt zurück zum 1960er Niveau von 200 kWh/qm. Mit der Energieeinsparverordnung tritt wiederum eine Phase des sinkenden spezifischen Energiebedarfs ein. In der Prognose wird davon ausgegangen, dass sich der Raumwärmebedarf pro Quadratmeter Wohnfläche bis 2030 nahezu halbiert. Diese Prognosen setzen eine deutlich fortschreitende Sanierung des Gebäudebestandes voraus, eine Annahme, die angesichts der stagnierenden Wirtschaft fraglich erscheint. Zumindest verdeutlichen sie die Notwendigkeit einschneidender politischer Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudereich.

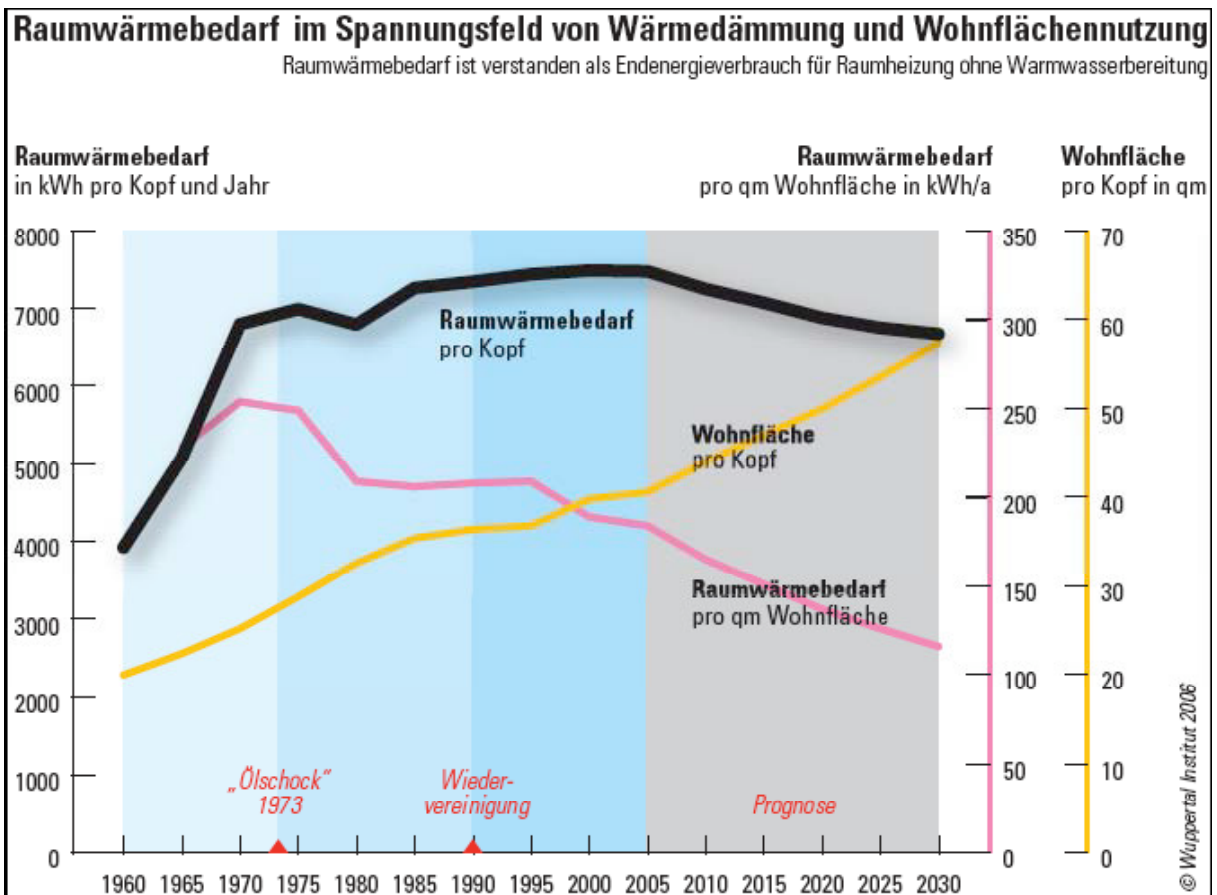


Abbildung 3: Entwicklung von Raumwärmebedarf und Wohnflächen

Effizienzsteigerungen sind vor allem im Bereich des Neubaus zu erwarten. Das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung [BBR 2002] geht davon aus, dass die Bautätigkeit im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser weiterhin dominant bleibt. In den alten Ländern ist im Jahr 2015 mit einer Eigentümerquote von ca. 50 Prozent zu rechnen. Der Neubaubedarf im Geschosswohnungsbau konzentriert sich auf die westdeutschen Kerngebiete.

Hinsichtlich der Heizungsstruktur geht Prognos/EWI [Prognos/EWI 2005] von deutlichen Veränderungen in den nächsten 25 Jahren aus. Im Bereich der Einfamilienhäuser hat Erdgas demnach im Jahr 2030 einen Anteil von 70 Prozent, Öl geht im Vergleich zu 1996 von 22 auf 11 Prozent zurück, der Anteil der Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen steigt auf 16 Prozent, die Fernwärme bleibt konstant bei zwei Prozent.

3.2.3 □ Exkurs Ostdeutschland: Entwicklung des Wärmeverbrauchs in den privaten Haushalten Ostdeutschlands -Fernwärmenutzung

3.2.3.1 Entwicklung des Wohnungsbestandes in Ostdeutschland bis zum Jahre 2004

Es gilt, dass Energie nur in bewohnten Wohnungen in relevantem Maße verbraucht wird. Es soll deshalb der Begriff der „energieverbrauchswirksamen Wohnungseinheiten (WE)“ definiert werden, dessen Gesamtbestand den Energieverbrauch/die Energienachfrage im Sektor private Haushalte bestimmt. Die Beheizung des Wohnungsleerstandes wird aus Kostengründen im Mehrfamilienhausbestand in der Regel seitens der Wohnungswirtschaft nicht vorgenommen bzw. nur in geringem Maße bei Frostgefahr. Die Leerwohnungen werden je

nach Lage im Gebäude in begrenztem Umfang über die bewohnten Wohnungen mit beheizt. Dieser Tatbestand wird in den nachfolgenden Betrachtungen aber vernachlässigt.

In den offiziellen Daten des Statistischen Bundesamtes finden sich keine belastbaren Angaben zum Bestand an bewohnten („energieverbrauchswirksamen“) WE. Im Mikrozensus der Statistischen Landesämter, einer 1 %-Stichprobe, sind Informationen zum Bestand an bewohnten WE enthalten, jedoch erfolgt die Erhebung der Mikrozensus-Daten nicht für jedes Jahr.

Das Statistische Bundesamt veröffentlicht jährlich in seiner Fachserie 5 / Reihe 3 „Bautätigkeit und Wohnungen“ den Bestand an Wohnungen zum 31.12. eines jeden Jahres in einer Gliederung nach politischen Kreisen sowie nach WE in Einfamilien-, Zweifamilien- und Mehrgeschosshäusern. Diese Bestandszahlen beziehen sich auf den „körperlich vorhandenen“ Wohnungsbestand und enthalten folglich auch die leer stehenden WE. Gerade der Wohnungsleerstand hat in den letzten Jahren in Ostdeutschland dramatisch zugenommen und umfasst im Bereich der Mehrfamilienhäuser (MFH) mit Stand 2004 rund eine Million WE.

Die Belastbarkeit der Angaben der Wohnungsverbände (Wohnungsunternehmen, Wohnungsgenossenschaften) zum Wohnungsleerstand hat sich zwar in der jüngsten Vergangenheit verbessert, jedoch lassen sie keine verlässlichen Aussagen zum gesamten Wohnungsleerstand zu. Diese Situation resultiert auch daraus, dass aus dem Bereich der privaten Wohnungsvermieter keine Angaben vorliegen. Dieser Bereich umfasst in Ostdeutschland zwischenzeitlich 35 % bis 40 % des Bestandes an WE in MFH.

Auf der Grundlage einer eigens entwickelten Methodik erarbeitet das Institut für Energetik und Umwelt Leipzig seit 1995 auf analytischem Wege den Bestand an energieverbrauchswirksamen WE in einer Gliederung nach Gebäudetypen (WE in Ein- und Zweifamilienhäusern – EZFH – und WE in Mehrfamilienhäusern). Ausgangspunkt für diese Bestandsfortschreibung sind Daten zum Wohnungsbestand, die für energiewirtschaftliche Betrachtungen in der DDR bis 1990 ermittelt wurden sowie Ergebnisse der Wohnraum- und Gebäudezählung vom 30.09.1995 in den neuen Bundesländern.

Unter Verwendung der Einwohnerzahl per 31.12. und eines Koeffizienten „Einwohner je WE“ (Ew/WE) für jeden politischen Kreis wird der Bestand energieverbrauchswirksamer WE Ostdeutschlands (unter Einschluss von Berlin-West) ermittelt. Der Koeffizient „Ew/WE“ basiert auf der Alterstruktur der Einwohner, der Struktur der Haushaltgrößen und einem (eingeschätzten) Grad des Erfordernisses von Zweitwohnungen. Für jeden politischen Kreis Ostdeutschlands liegt im IE eine Zeitreihe (1995 bis 2004) für den Koeffizienten „Ew/WE“ vor. Die statistisch ausgewiesene Einwohnerzahl per 31.12.eines Jahres und der jeweils aktuelle Koeffizient „Ew/WE“ gestatten es somit, für jeden politischen Kreis den Bestand an energieverbrauchswirksamen WE zu diesem Zeitpunkt zu bestimmen.

Für die Aufteilung des WE-Bestandes insgesamt in WE in EZFH und WE in MFH innerhalb der vorliegenden Zeitreihe bildet der Bestand an WE in EZFH die Basis, wie er für das Jahr 1995 mit den Ergebnissen der Wohnraum- und Gebäudezählung vom 30.09.1995 vorliegt. Unter Verwendung der in Kreisgliederung veröffentlichten Daten zum Neubau von EZFH wurde unter Berücksichtigung eines geringfügigen Gebäudeabganges der Bestand an WE in EZFH aktuell bis zum Jahre 2004 fortgeschrieben. Der Bestand an energieverbrauchswirk-

samen WE in MFH ergibt sich dann als Differenzgröße zum ermittelten gesamten WE-Bestand.

Tabelle A1 (die mit vorgestelltem „A“ durchnummerierten Tabellen befinden sich im Anhang des Bandes) zeigt den nach der beschriebenen Methodik abgeleiteten Bestand an energieverbrauchswirksamen WE Ostdeutschlands in einer Gliederung nach EZFH und MFH sowie nach politischen Kreisen für das Jahr 2004. Die Darstellung bezieht sich auf den am 31.12.2004 gültigen Gebietsstand.

Unter Bezugnahme auf die Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes zum Wohnungsbestand (Fachserie 5 / Reihe 3 „Bautätigkeit und Wohnungen“) lassen sich plausible Angaben zum Wohnungsleerstand ableiten, indem dieser WE-Bestand dem Bestand energieverbrauchswirksamer WE gegenübergestellt wird. Die Differenz zwischen beiden Bestandszahlen kann als Wohnungsleerstand definiert werden.

In Tabelle A1 ist dieser Leerstand für den Bereich der MFH angegeben. Es kann unterstellt werden, dass der tatsächliche Leerstand in EZFH vernachlässigbar gering ist. Bezüglich der Differenzgrößen ist zu beachten, dass EZFH auch durch Nutzer verwendet werden, die dem Sektor GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und sonstige Verbraucher) zugeordnet werden.

Die Ermittlung des Bestandes an energieverbrauchswirksamen WE nach der beschriebenen Methodik (Bevölkerungszahl, Belegungskoeffizient „Ew/WE“) sowie die Bestimmung des Wohnungsleerstandes aus einer Gegenüberstellung zum absoluten WE-Bestand des Statistischen Bundesamtes ermöglicht eine auf quantifizierten Größen beruhende Plausibilitätsprüfung des abgeleiteten WE-Bestandes.

Unter Verwendung der veröffentlichten Daten des Statistischen Bundesamtes sind auch Aussagen zur durchschnittlichen Größe einer WE (m^2/WE) möglich, was eine wesentliche Ausgangsgröße für die Bestimmung des Raumwärmeverbrauchs darstellt. Ebenso bilden die Daten des Statistischen Bundesamtes die Grundlage für die Bestimmung der durchschnittlichen WE-Zahl je Wohngebäude (EZFH, MFH) in einer Differenzierung nach den einzelnen Kreisen. Einschränkend sei darauf verwiesen, dass die Darstellungen der schon mehrfach genannten Fachserie 5 / Reihe 3 des Statistischen Bundesamtes zur Anzahl der Gebäude und WE sowohl dem WE-Gesamtbestand als auch dem Bestand energieverbrauchswirksamen WE zugrunde gelegt wird.

Tabelle A2 gibt eine Übersicht über die durchschnittliche Wohnfläche je WE (in einer Unterteilung nach EZFH und MFH) in den einzelnen Kreisen Ostdeutschlands sowie über die durchschnittliche Anzahl an WE je Wohngebäude in den EZFH und den MFH der einzelnen Kreise.

Zur Charakterisierung der Entwicklung des WE-Bestandes und der Wohnungsnachfrage sei darauf verwiesen, dass im Zeitraum 1990 bis 2004 die Einwohnerzahl in Ostdeutschland um 1.364.350 Bewohner (um 7,5 %) abgenommen hat (Westberlin einbezogen). Die Anzahl körperlich vorhandener WE ist im gleichen Zeitraum um 620.350 WE angestiegen. Legt man die Ergebnisse der Wohnraum- und Gebäudezählung 1995 als fundiertere Zahl zugrunde, so stieg von 1995 bis 2004 die Zahl der körperlich vorhandenen WE um 665.700 WE an (von 8.040.830 WE auf 8.706.530 WE), wobei die Einwohnerzahl um 824.675 abnahm (von

17.645.860 auf 16.821.185). Der Rückgang der Einwohnerzahl hatte trotz einer sinkenden durchschnittlichen Belegung einer WE (Ew/WE) auch eine Abnahme im Bestand an energieverbrauchswirksamen WE zur Folge (um 217.000 WE). In dieser Entwicklung liegt auch der deutliche Anstieg des Wohnungsleerstandes begründet, von dem vor allem der Bestand an WE mit Fernwärmeversorgung betroffen ist (Wegzug aus Satellitenstädten mit Plattenbauten).

Entscheidende Veränderungen vollzogen sich im Zeitraum seit 1990 in der Struktur der Raumheizung. Lag im Jahre 1990 der Anteil der mit Festbrennstoffen (vor allem Braunkohlenbrikett) beheizten WE bei rund 65 %, so wurden 2004 weniger als 5 % der WE mit Festbrennstoffen beheizt.

Anders als in der Entwicklung in Westdeutschland in 1970er-/1980er-Jahren erreichte in Ostdeutschland im Rahmen der Ablösung der bisherigen Kohleheizung die Gasheizung im Vergleich zur Ölheizung ein überdurchschnittliches Wachstum, insbesondere durch den Ausbau der Nahwärmeversorgung (Objektversorgung im Sinne einer Wärmeversorgung aller WE eines Gebäudes/Gebäudetraktes durch eine Gasfeuerungsanlage im Gebäude/Gebäudetrakt).

Tabelle A3 zeigt die Entwicklung der Struktur der Heizungssysteme in Ostdeutschland im Zeitraum 1995 bis 2000.

Grundlage für die Bestimmung der Heizungsstruktur der EZFH und MFH bildeten die Statistiken der Landes-Schornsteinfegerinnungen. Mit der in der BImSchV festgelegten Pflicht zur jährlichen Messung und Kontrolle der Abgaswerte der Gas- und Ölfeuerungsstätten existiert hierzu eine gut nutzbare Datenbasis.

Angaben zur Heizungsstruktur des Bestandes energieverbrauchswirksamer WE enthält Tabelle A3 in einer Gliederung nach Bundesländern und weiter nach kreisfreien Städten und Landkreisen sowie nach den Gebäudetypen EZFH und MFH.

Auf eine Unterteilung nach politischen Kreisen wird verzichtet, weil im Zeitraum seit 1995 mehrere Kreisgebietsreformen stattgefunden haben, so dass ein direkter Vergleich der Daten beider Eckjahre nicht möglich ist.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die Veränderung in der Struktur der Heizungssysteme in Ostdeutschland im Jahre 2000 im Wesentlichen abgeschlossen war.

Bemerkenswert ist auch, dass der Wohnungsneubau in Ostdeutschland, vornehmlich im Bereich der EZFH, mit einem Anteil von mehr als 80 % mit einer Gasheizung ausgestattet wurde.

Im Bereich der EZFH verfügten im Jahre 2004 rund 65 % der WE über eine Gasheizung, vorwiegend mit Erdgaseinsatz, teilweise wird aber auch mit Flüssiggas genutzt. Der Anteil der WE mit einer Ölheizung lag bei 33 %.

In der Beheizung der WE in MFH hat im Jahr 2004 die Gasheizung mit der Fernwärmeversorgung gleichgezogen bzw. dieses Heizungssystem bereits überholt (38,4 % entfallen auf die Fernwärmeversorgung und 38,8 % auf die Gasheizung), wobei die Gasheizung weitestgehend als Nahwärmeversorgung im oben beschriebenen Sinne betrieben wird.

Wird zusätzlich noch berücksichtigt, dass rund 70 % der Fernwärmeerzeugung in Ostdeutschland auf dem Einsatz von Erdgas basiert, liegt der Anteil der mit Gas beheizten WE in Ostdeutschland gegenwärtig bei 65 bis 70 %.

3.2.3.2 Wärmeverbrauch der privaten Haushalte in Ostdeutschland

Eingangs muss festgestellt werden, dass gegenwärtig keine schlüssige Energiebilanz für das Jahr 2003 bzw. 2004 zum Energieverbrauch der privaten Haushalte vorliegt, so dass gesicherte Ausgangsgrößen zum Wärmeverbrauch und den dafür eingesetzten Energieträger nicht vorliegen. Die im Auftrage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom RWI Essen und der forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen vorgelegte „Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für das Jahr 2003“ ist zumindest bzgl. des Energieverbrauchs der privaten Haushalte Ostdeutschlands kritikwürdig.¹⁰ Grundlagen für belastbare Ausgangsdaten zum Wärmeverbrauch der Haushalte können nicht abgeleitet werden.

Es wird deshalb auf die im Institut für Energetik und Umwelt Leipzig vorhandene Datenbasis zum Bestand an energieverbrauchswirksamen WE zurückgegriffen und auf dessen Grundlage der Energieverbrauch für die Raumheizung und die Warmwasserbereitung ermittelt.

Neben dem WE-Bestand in seiner Untergliederung nach WE in EZFH und in MFH bilden die je politischen Kreis vorliegenden durchschnittlichen Wohnflächen je WE die wichtigste Ausgangsgröße. Außerdem wird von einem Grad und Umfang der Gebäudesanierung ausgegangen, wie er den Bearbeitern aus Konsultationen von Wohnungsverbänden und von großen Wohnungsunternehmen vermittelt wurde. Unter Berücksichtigung von Projektwerten zum spezifischen Raumwärmeverbrauch (Nutzenergieverbrauch) in kWh/(m²*a) werden durchschnittliche Verbrauchswerte angenommen, deren Gültigkeit auf der Grundlage von Verbrauchsdaten von Landesenergiebilanzen für Zeiträume, als solche Bilanzen vorlagen, überprüft wurde.

Im Einzelnen liegen den Berechnungen zum Energieverbrauch für die Raumheizung des Jahres 2004 folgende Ansätze zugrunde:

Tabelle 2: Raumwärmeverbrauch

| Raumwärmeverbrauch (Nutzenergie) in kWh/m ² *a | | | |
|-----------------------------------------------------------|--------|------------------|--------------------|
| | Neubau | sanierte Gebäude | unsanierte Gebäude |
| WE in EZFH | 90 | 169 | 190 |
| WE in MFH in Städten | 58 | 128 | 160 |
| WE in MFH in Landkreisen | 58 | 144 | 180 |

Quelle: Berechnungen IE Leipzig

¹⁰ So ist zum Beispiel die Energieträgerverteilung in den einzelnen Wohnungssegmenten (EFH/ZFH, MFH) auf Grund der Befragungsergebnisse nicht plausibel nachvollziehbar und weist mehr oder weniger große Abweichungen zu gesicherten statistischen Datengrundlagen auf. Zur Erhebung energiewirtschaftlich relevanter und komplexer Daten ist aus Sicht des IE Leipzig eine Erhebung mittels Fragebogen bei Haushalten ohne eine fachliche Interviewerbegleitung nicht sinnvoll und führt zu einer hohen Fehlerquote bei den Antworten.

Es sei nochmals angeführt, dass diese Verbrauchswerte sich auf den Nutzenergieverbrauch beziehen. Eine Verbindung zum Endenergieverbrauch erfordert die Berücksichtigung der Wirkungsgrade der einzelnen Wärmeerzeugungsanlagen.

Unter Bezugnahme auf die geführten Konsultationen mit Wohnungsverbänden und großen Wohnungsunternehmen kann von nachfolgend dargestellten Sanierungsraten ausgegangen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Raten auf den Aussagen der Wohnungswirtschaft sowie kommunalen Einschätzungen (zum Bestand an EZFH) basieren. Die Aussage „Sanierung“ bedeutet eine grundlegende Sanierung/Modernisierung des Gebäudes. Rückschlüsse auf den Umfang der ausgeführten Verbesserung der energetischen Effizienz können jedoch in der Regel nicht gezogen werden. Die Senkung des Energieverbrauchs im Rahmen der Gebäudesanierung umfasst das Spektrum von einem ausschließlichen Tausch der Fenster durch solche mit Mehrfachverglasung bis hin zum nachträglich angebrachten Vollwärmeschutz. Grundsätzlich muss jedoch unterstellt werden, dass aus dem Wirtschaftlichkeitskalkül der Wohnungsunternehmen heraus das vorhandene Energieeinsparpotenzial nur in Ausnahmefällen ausgeschöpft worden ist. Die Ursachen im Mietwohnungsbereich liegen vor allem darin begründet, dass die Umlage der Wärmedämmmaßnahmen auf die „Kaltmiete“ die tatsächlichen Kosten nicht kompensiert.

Tabelle 3: Realisierungsraten Sanierung

| Realisierungsraten bei der Sanierung von Wohngebäuden im Zeitraum 1990 bis 2004 | | |
|---------------------------------------------------------------------------------|------------|-----------|
| | WE in EZFH | WE in MFH |
| WE in kreisfreien Städten | 60 % | 70 % |
| WE in Landkreisen | 55 % | 65 % |

Der Ermittlung des Wärmeverbrauchs für die Warmwasserbereitung liegt die Annahme einer 100 %igen Ausstattung der EZFH mit Bad/Dusche zugrunde. Die Ausstattungsraten bei WE in MFH werden unter Bezugnahme auf durchgeführte Recherchen (Verschiedene Statistiken der Statistischen Landesämter über mehrere Jahrgänge (Mikrozensus) zur Wohnungsausstattung sowie Recherche bei den Wohnungsverbänden) mit regionalen Unterschieden zwischen 95 % und 97 % angenommen. Weitere Grundgrößen hierfür sind ein Warmwasserverbrauch von 42 Liter pro Person und Tag, ein Jahresnutzungsgrad von 345 Tagen sowie eine Temperaturdifferenz zwischen Kalt- und Warmwasser von 35 ° K.

In Tabelle A4 ist der Wärmeverbrauch für die Raumheizung und Warmwasserbereitung für die einzelnen Bundesländer in einer Unterteilung nach kreisfreien Städten und Landkreisen sowie nach dem Anfall in EZFH und MFH dargestellt.

Tabelle A5 enthält den Wärmeverbrauch (Raumheizung und Warmwasser) nach Energieträgern entsprechend der im Jahre 2004 existierenden Heizungsstruktur. Die Struktur der Warmwasserbereitung ist weitestgehend der Heizungsstruktur angepasst.

3.2.4 □ Wärmeverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD)

Im Gegensatz zum Sektor private Haushalte existieren im Sektor GHD nicht solche klar definierten Indikatoren, die eine plausibel quantifizierbare Analyse und Prognose des Energieverbrauches im Allgemeinen und des Wärmeverbrauchs im Besonderen ermöglichen. In den vorliegenden Energiebilanzen besitzen die Verbrauchsdaten des Sektors GHD in der Regel den Status eines „Restposten“ im Energieverbrauch.

Anders als im Sektor Verarbeitendes Gewerbe und übriger Bergbau („Industrie“) korrespondieren die Tätigkeiten der zum Sektor GHD gehörenden Bereiche weitestgehend direkt mit der Einwohnerzahl. In Anlehnung an Untersuchungen der PROGNOSE AG und EWI [Energie-report IV, 2005] sowie Studien des Instituts für Energetik und Umwelt Leipzig wird es hier für sinnvoll erachtet, eine Kenngröße „Energieverbrauch Sektor GHD je Einwohner“ zu definieren.

Da sich die Hauptvertreter des GHD-Sektors bzgl. ihres Energieverbrauches – und darunter auch des Wärmeverbrauches – z. T. deutlich unterscheiden, soll die Kenngröße „Energieverbrauch Sektor GHD je Einwohner“ zusätzlich noch nach bestimmten Verbrauchergruppen unterteilt werden. Dabei wird folgende Unterteilung als zweckmäßig erachtet:

- Gewerbe (Handwerksbetriebe, gewerbliche Unternehmen mit weniger als 20 Beschäftigten),
- Handel, Gastronomie
- private Dienstleistungen
- öffentliche Verbraucher und
- übrige Verbraucher.

Während die Aufteilung des Energieverbrauches insgesamt des GHD-Sektors auf diese Untergruppen möglich ist, kann der Anteil des Wärmeverbrauchs (Raumwärme, Warmwasser) am Energieverbrauch der Untergruppe nur annähernd eingeschätzt werden. Plausible Kennwerte hierzu sind den Autoren nicht bekannt. Unter Verwendung einer in der Zeitschrift BWK veröffentlichten Aufteilung des Energieverbrauchs des Sektors GHD nach Anwendungsprozessen [BKW 2006] wird der Wärmeverbrauch der einzelnen Untergruppen des Sektors GHD als „Wärmeverbrauch je Einwohner“ näherungsweise abgeschätzt.

Mit Blick auf die Zielsetzung der vorliegenden Studie macht sich zusätzlich noch eine Unterteilung des Wärmeverbrauches nach seinem Auftreten in städtischen (kreisfreie Städte) und ländlichen (Landkreise) Gebieten erforderlich. Hierbei wird von der Grundannahme ausgegangen, dass der Verbrauch je Einwohner in den ländlichen Gebieten für jede der gewählten Untergruppen deutlich niedriger ist als in den städtischen Bereichen, da in den städtischen Regionen eine höhere einwohnerbezogene Dienstleistungs- und Branchendichte vorhanden ist als in ländlichen Regionen.

Tabelle A6 gibt einen Überblick über die gewählten Basisdaten, auf deren Grundlage der Wärmeverbrauch in den Teilgebieten des Sektors GHD Ostdeutschlands ermittelt wird.

In Tabelle A7 ist der Wärmeverbrauch im Sektor GHD in einer Untergliederung nach Bundesländern und nach kreisfreien Städten und Landkreisen dargestellt.

3.3 Analyse der Fernwärmepreise

Die Energieträgerpreise sind in den letzten Jahren starken Schwankungen unterlegen gewesen. Abbildung 4 macht dieses am Beispiel der indizierten Betrachtung für die Bundesebene deutlich. Dabei zeigt sich, dass alle hier betrachteten Energieträger Heizöl, Gas und Fernwärme von der Tendenz her signifikante Preissprünge innerhalb von nur zwei Jahren aufweisen und dass diese bei Heizöl besonders ausgeprägt sind. Aber auch bei der Fernwärme ist ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen.

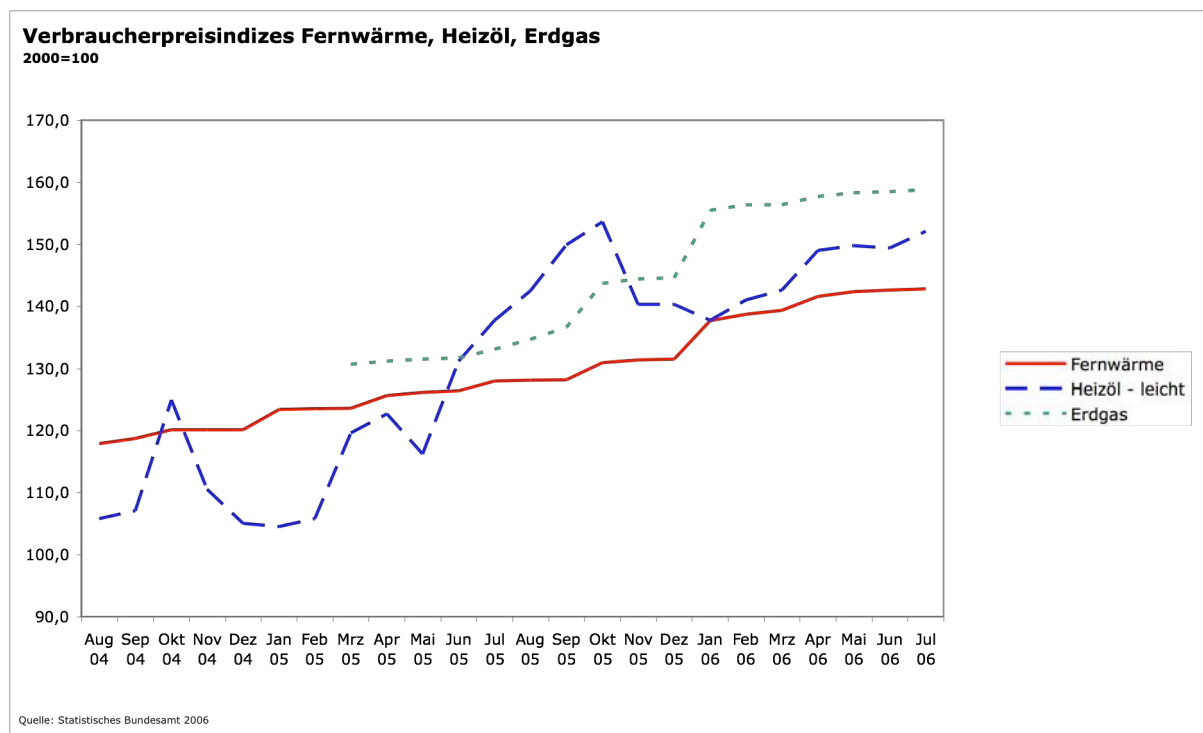


Abbildung 4: Verbraucherpreisindizes

Ohne die Entwicklung der Fernwärmepreise in den alten Bundesländern im Folgenden außer Acht zu lassen, soll zunächst vorrangig die Entwicklung in Ostdeutschland im Zeitraum seit dem Jahre 2000 beleuchtet werden. Der Grund hierfür besteht darin, dass die Preise in Ostdeutschland neben der Energiepreisentwicklung im allgemeinen zusätzlich noch durch den deutlichen Anstieg des Wohnungsleerstandes in den mit einer Fernwärmeversorgung ausgestatteten Plattenbau-Satellitenstädten bzw. Großsiedlungen beeinflusst werden. Diese Entwicklung wird noch dadurch verstärkt, dass die Fernwärmeversorgungssysteme in den Jahren 1991 bis 1995 nahezu vollständig saniert wurden, jedoch auf dem Niveau einer fast 100 %igen Auslastung des WE-Bestandes mit Fernwärmeversorgung. Exemplarisch sei zu dieser Problematik das Beispiel der Satellitenstadt Leipzig-Grünau genannt, die im Zeitraum 1976 bis 1989 für 100.000 Bewohner erbaut wurde. Im Jahre 2005 lebten dort in fernwärmeversorgten Plattenbauten weniger als 50.000 Einwohner, so dass eine Leerstandsqoute von etwa 30 % besteht. Diese Situation stellt keinen Einzelfall in Ostdeutschland dar.

Zusätzlich traten noch Veränderungen im Verbraucherverhalten auf (sparsamerer Umgang mit Wärme), und es wirkten sich auch nachträgliche Wärmedämmmaßnahmen aus. All das führte insgesamt zu einer deutlichen Reduzierung des Fernwärmeverbrauchs im Zeitraum seit 1995.

Mit den Investitionen für die Sanierung/Modernisierung der Fernwärmesysteme auf einem aus heutiger Sicht deutlich überhöhtem Niveau entstanden Kapitaldienste, die nunmehr durch eine immer geringere Wärmemenge refinanziert werden müssen. Eine weitere Verschärfung dieser Situation stellt sich mit dem Abriss von Wohngebäuden im Rahmen des Programms Stadtumbau Ost ein, zumal die Energieversorgungsunternehmen (Fernwärmelieferer) am Förderprogramm Stadtumbau gegenwärtig nicht partizipieren.

Um eine annähernde Vergleichbarkeit der Fernwärmepreise zu gewährleisten, wird auf die Daten der „Fernwärmepreisvergleiche“ der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) zurückgegriffen. Als einschränkend gilt, dass sich diese Preisvergleiche nur auf die Preise der Mitgliedsunternehmen der AGFW beziehen. Es sind bei weitem nicht alle Fernwärmeerzeuger Ostdeutschlands Mitglied der AGFW. Angaben über den Anteil der Fernwärmeerzeuger Ostdeutschlands, die Mitglied in der AGFW sind, sind bei der AGFW nicht bekannt.

Angemerkt sei ferner noch, dass die Nennung der Fernwärmepreise durch die Mitgliedsunternehmen der AGFW auf freiwilliger Basis erfolgt, also keine Berichtspflicht besteht. Damit ist eine kontinuierliche Zeitreihe nicht zwingend gegeben.

In den folgenden Analysen wird analog den Untersuchungen des Jahres 2004 der Preisvergleich mit den Preisen mit einem Anschlusswert von 200 kW bei 1.500 Benutzungsstunden pro Jahr durchgeführt. Ein Anschlusskostenbeitrag wird nicht berücksichtigt.

Ausgangspunkt der Preisanalyse sind zunächst die durchschnittlichen Fernwärmepreise auf der Ebene jedes einzelnen ostdeutschen Bundeslandes. Tabelle A8 gibt hierzu eine Übersicht.

Nach dieser Darstellung sind in allen ostdeutschen Bundesländern (außer Berlin) die Fernwärmepreise zwischen 2002 und 2005 stark angestiegen. Den stärksten Anstieg gab es in Sachsen-Anhalt mit 18,2 % im Jahre 2005 gegenüber dem Jahre 2002. Bemerkenswert ist dabei die Entwicklung in Sachsen-Anhalt. Während die durchschnittlichen Preise von 2002 zu 2003 fielen (0,7%), legten sie bis 2005 kräftig zu. Im Vergleich 2005 zu 2002 stiegen danach die Fernwärmepreise um 18 %. Auch in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern lag der Preisanstieg über 10 %.

Aus Tabelle A8 aber auch aus Tabelle A10 ist ersichtlich, dass sich die Preise innerhalb des Jahres 2005 veränderten (01.4.2005 zu 01.10.2005). Zu berücksichtigen ist dabei allerdings, dass beide Preisangaben auf unterschiedlichen Bezugsgrößen aufbauen, Angaben bis 01.04.2005 auf einem Anschlusswert von 200 kW (01.10.2005: 160 kW) und 1.500 h/a (01.10.2005: 1.800 h/a).

Um das in Tabelle A8 dargestellte Niveau der durchschnittlichen Fernwärmepreise der ostdeutschen Bundesländer bewerten zu können, werden sie sowohl dem Durchschnitt der Bundesrepublik Deutschland insgesamt als auch den Durchschnittswerten der Länder der alten Bundesrepublik (Westdeutschland) gegenübergestellt.

Tabelle A9 enthält die durchschnittlichen Fernwärmepreise für die Bundesrepublik insgesamt sowie für Ost- und Westdeutschland für die Eckjahre 2002, 2003 und 2005. Neben den Durchschnittswerten enthält Tabelle 9 auch die höchsten (Maximum) und die niedrigsten (Minimum) Preise unter Nennung des jeweils zugehörigen Bundeslandes. Ein solcher Vergleich zeigt, dass die Preise in Ostdeutschland (außer Berlin) deutlich über dem Durchschnitt der Bundesrepublik Deutschland liegen.

Tabelle A10 gibt einen Überblick über die durchschnittlichen Fernwärmepreise für die westdeutschen Bundesländer.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass auch in den alten Bundesländern die Fernwärmepreise anstiegen. Bemerkenswert ist dabei, dass der Anstieg von 2002 bis 2005 in Westdeutschland insgesamt 13,5 % betrug, in Ostdeutschland dagegen nur 9,2 % (Deutschland gesamt: 11,7 %). Allerdings liegen die Fernwärmepreise in Westdeutschland im Jahre 2005 im Durchschnitt noch 10,4 % unter denen in Ostdeutschland. Im Jahre 2002 betrug der Unterschied 14,7 % (vgl. Tabelle A9).

Nach der Darstellung der durchschnittlichen Fernwärmepreise auf der Ebene der einzelnen Bundesländer sollen – auch mit Blick auf die eingangs geschilderte besondere Situation der Fernwärme in Ostdeutschland – in den Tabellen A11 und A12 exemplarisch die Fernwärmepreise ausgewählter Städte Ostdeutschlands im Zeitraum 1998 bis 2005 dargestellt werden.

Um das aktuelle Preisniveau (2005) im Rahmen einer Zeitreihe 1998 bis 2005 charakterisieren zu können, zeigt Tabelle A11 den Maximalwert, den Minimalwert und den Durchschnittswert über den Betrachtungszeitraum. Bemerkenswert ist der Preisrückgang in Leipzig im Jahre 2005 gegenüber dem Jahre 2003. Angezweifelt werden muss allerdings der Fernwärmepreis 2005 in Magdeburg; Stand 01.04.2005. Ein Rückgang um rund 22 % von 2003 zu 2005 erscheint fragwürdig. Dieser Wert enthält offensichtlich nur den Preis für Sondervertragsvereinbarungen mit Kunden. Die allgemeinen Fernwärmepreise in Magdeburg sind jedoch deutlich höher, was die Preisangaben per 01.10.2005 belegen.

3.3.1 □ Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen Fern- und Nahwärmeversorgung

Aus Konsultationen mit Wohnungsverbänden und Unternehmen der Wohnungswirtschaft lässt sich ableiten, dass die Wohnungswirtschaft aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus bereits über eine Abkopplung von der Fernwärmeversorgung nachdenkt. Äußeres Zeichen dafür ist, dass Wohnungsunternehmen verstärkt auslaufende Fernwärmelieferverträge nicht mehr wie bisher durch langfristige (10- Jahres-) Verträge erneuert, sondern auf kurzfristigere Verträge (1- bis 2-Jahresverträge) orientiert. Damit will man sich die Option einer Abkopplung von der Fernwärmeversorgung bei gleichzeitiger Errichtung einer Nahwärmeversorgung offen halten.

Anders als bei einer Fernwärmeversorgung wird die benötigte Wärme direkt „vor Ort“ erzeugt. Damit müssen die zur Wärmeerzeugung benötigten Energieträger zum Wärmeverbraucher (Wohngebäude) befördert werden. Gegenüber einem Fernwärmetransport können auf diese Weise die anfallenden Energieverluste, die bei einem Fernwärmeversorgungssystem zwischen 8 und 10 % betragen, deutlich verringert werden. Erdgas kann, bezogen auf den Energiegehalt, nahezu verlustfrei zum Verbraucher transportiert werden. Bei nicht-

leitungsgebundenen Energieträgern entstehen ohnehin keine Energieverluste. Auch die in der Fernwärmeerzeugung dominierende Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) – rund 75 % der in Ostdeutschland erzeugte Fernwärme wird in KWK hergestellt – ist in der Nahwärmeversorgung gegeben. Technische Lösungen für KWK im unteren Leistungsbereich existieren bereits.

Gegenwärtig erfolgt die Versorgung einer Wohnscheibe (Plattenbaublock) mit Fernwärme fast ausschließlich über eine Hausübergabestation (HÜGS). In der Regel befinden sich diese HÜGS im Besitz der Wohnungsunternehmen, so dass relativ problemlos die HÜGS durch Wärmeerzeuger kleiner Leistung (im Bereich 200 bis 400 kW) ersetzt werden können.

Veränderungen im Wärmeversorgungssystem innerhalb des Wohngebäudes (Hausleitungen, Heizkörper, Warmwasserversorgungsanlagen) sind nicht erforderlich.

Bei einem Wechsel auf andere mögliche Energieträger (Erdgas, leichtes Heizöl) muss dabei die Hausübergabestation durch eine Kesselanlage mit zugehöriger Infrastruktur (Brennstoffbeschaffung/-lagerung, Speichertechnik, Abgas- und ggf. Kondensatabführung, Brandschutzanpassung) substituiert werden.

Mit dem bereits vorliegenden Nachweis der technischen Machbarkeit, ist es vor allem eine Frage der Wirtschaftlichkeit, welche Marktanteile künftig von den unterschiedlichen untersuchten Optionen

- Kleinkesselanlage Erdgas (Niedertemperatur),
- Kleinkesselanlage Erdgas (Brennwert),
- Kleinkesselanlage Heizöl H EL (Niedertemperatur),
- Kleinkesselanlage Heizöl H EL „schwefelfrei“ (Brennwert) sowie die
- Klein-BHKW mit Zusatzkessel Erdgas

besetzt werden können.

Für eine Quantifizierung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit von Nahwärmeversorgungslösungen werden folgende allgemeine Randbedingungen festgelegt:

- Die Berechnung stellt die tatsächlichen Wärmebereitstellungs-Kosten eines Verbrauchers bzw. Betreibers (Wohnungsgesellschaft, Contractor etc.) der unterschiedlichen Varianten dem Fernwärme-Preis gegenüber. Erst aus einem Vergleich der konkurrierenden Energiebereitstellungsoptionen können die einzelnen Akteure (Stadtwerke, Contractor, Wohnungswirtschaft) die Vor- und Nachteile der betrachteten Versorgungslösungen erkennen. Das gilt vor allem für die Wohnungsunternehmen im Hinblick auf die Heizkostenproblematik im Rahmen der Vermarktung der Wohnungen.
- Eine Wohnscheibe besteht aus 50 Wohneinheiten (WE).
- Jede Wohneinheit ist durchschnittlich 65 m² groß.
- Die Wärmeversorgungsanlage hat eine technische Lebensdauer von 15 Jahren.
- Die Kapitalverzinsung soll 5 % betragen.

-
- Den Berechnungen werden die jeweils regionalen durchschnittlichen Brennstoffbezugspreise zugrunde gelegt.

Die Entwicklung der (Netto-) Preise Fernwärme Erdgas und Heizöl EL in Deutschland sind in Tabelle A13 sowie den Bildern A1 und A2 (die mit vorgestelltem „A“ durchnummerierten Abbildungen befinden sich im Anhang) dargestellt.

„Schwefelfreies“ Heizöl ist nach Informationen des IE gegenwärtig noch nicht mit Marktpreisen gelistet. Eine Markteinführung steht aber unmittelbar bevor. In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird dieser Brennstoff nach Konsultationen des Mineralölhandels deshalb mit einem um 10 % höheren Bezugspreis gegenüber konventionellem Heizöl H EL berücksichtigt.

Der Berechnung des Jahresraumwärmeverbrauches liegen die gleichen Ausgangsdaten zugrunde, die bereits im Abschnitt 1.2 angeführt sind. Daraus ergibt sich je Wohnscheibe ein Jahresraumwärmebedarf von 406 MWh. Gleiches gilt für die Bestimmung des Wärmeverbrauches für die Warmwasserbereitung. Verteilungsverluste aufgrund des permanent anstehenden Warmwassers werden mit einem Abschlag berücksichtigt.

Nach diesen Berechnungen ergibt sich ein Gesamtjahreswärmeverbrauch je Wohnscheibe von 497 MWh.

Der Stromverbrauch je Wohneinheit wird mit 2.500 kWh/a angesetzt und beträgt somit 125 MWh für die beschriebene Versorgungsaufgabe.

Zur Ermittlung der Leistung der zu installierenden Kesselanlagen werden die Jahresheizstunden und für die Warmwasserbereitung die Anzahl der Wohneinheiten und ein dazugehöriger Gleichzeitigkeitsfaktor abgeschätzt. Mit der üblichen Faustformel von 5 kW je Wohneinheit kommt man zu einem ähnlichen Ergebnis.

Zur Überprüfung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit einer dezentralen Wärme- und Strombereitstellung wird zusätzlich von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Die Mineralölsteuerrückerstattung von 0,55 ct/kWh Erdgasbezug kann aufgrund der Anlageneffizienz vollständig der Versorgungslösung als eine de facto Kostenreduzierung gutgeschrieben werden.
- 20 % des erzeugten Stromes kann direkt zur Selbstversorgung genutzt werden und wird in analoger Weise mit einem Marktpreis von 160 €/MWh gutgeschrieben.
- Die übrigen 80 % müssen in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Die Stromgutschrift setzt sich aus einer KWK-Zulage (sinkend bis einschließlich 2010) und einer durchschnittlichen Vergütung für Überschuss-Strom von 17,60 €/MWh zusammen.
- Da die Anlage sinnvollerweise für einen Wärmegrundlastbetrieb ausgelegt ist, muss der überwiegende Jahreswärmebedarf durch einen zusätzlichen Erdgaskessel bereitgestellt werden.

Die Kosten für die erforderliche Anlagentechnik entstammen Firmeninformationen von Geräte- und Zubehörherstellern, sowie zur Plausibilitätssicherung aus Befragungen von Installationsfirmen, die bereits an einer technischen Umsetzung einer Substitution einer Hausübergabestation durch eine dezentrale Versorgung arbeiten. Die konsultierten Installations-

firmen bestätigen zudem aus aktuellen Aktivitäten heraus die Einschätzung der Autoren, dass die Fernwärme regional schon jetzt durch eine mögliche dezentrale Versorgung unter wirtschaftlichem Druck steht.

Die unterschiedlichen Wärmebereitstellungskosten sind in folgender Zusammenstellung aufgeführt. Die Bedeutungen von Kapitalkaufwand der unterschiedlichen Energiebereitstellungsoptionen und von den Brennstoffbezugspreisen sind durch die Aufteilung der Gesamtkosten in die fixen und variablen Kostenpositionen dargestellt.

Tabelle 4: Vergleich der Wärmebereitstellungskosten für eine Wohnscheibe mit 50 Wohneinheiten

| Energieträger | | Erdgas | | Heizöl H EL | | Klein-BHKW mit Erdgas | Fernwärme |
|---------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----------------------|-------------|
| | | NT | BW | NT | BW | | |
| Fixe Kosten | €/MWh | 9,0 | 12,6 | 9,2 | 13,5 | 16,6 | 0,0 |
| Variable Kosten | €/MWh | 45,1 | 42,7 | 38,7 | 40,4 | 43,5 | 61,4 |
| Gesamtkosten | €/MWh | 54,0 | 55,3 | 47,9 | 53,9 | 60,1 | 61,4 |

Quelle: Berechnungen des IE unter Verwendung von Herstellerangaben

Die Ergebnisse zeigen, dass die dezentralen Energiebereitstellungsoptionen zumindest regional günstiger als die Fernwärmeversorgung sein können. Die mit Heizöl betriebenen Varianten haben aufgrund der gegenüber dem Erdgas geringeren Brennstoffbezugskosten die günstigsten Wärmebereitstellungskosten. Der erhöhte Platzbedarf für die Brennstofflagerung bzw. mögliche psychologische Effekte durch die vermeintliche „direkte Abhängigkeit vom Rohölpreis“ bleiben hier unberücksichtigt. Aus rein wirtschaftlichen Gründen ist diese Option in dem hier verwendeten Beispiel, das eine typische Situation aus dem Jahr 2004 wieder spiegelt aber viel versprechend¹¹.

Die Brennwerttechnik ist bei beiden Energieträgern die teurere Variante. Dies resultiert hauptsächlich aus dem höheren technischen und damit finanziellen Aufwand. Der geringere Brennstoffeinsatz reicht bei dem zugrunde gelegten gegenwärtigen Niveau der Energiepreise nicht zur Kompensation aus (bei Erdgas) bzw. wird durch die erhöhten Brennstoffbezugskosten (bei Heizöl „schwefelfrei“) aufgezehrt.

Die dezentrale Klein-BHKW-Versorgung mit Erdgas kann ebenfalls schon jetzt die Kosten der Fernwärmeversorgung unterbieten. Die Gutschriften für die zusätzliche bzw. überschüssige Stromproduktion sind relativ gering und kompensieren den hohen finanziellen Aufwand für die Installation eines Klein-BHKW und einer zusätzlichen konventionellen Kesselanlage nur zum Teil. Aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten stellen die Klein-BHKW deshalb noch keine Konkurrenz für die dezentrale Wärmebereitstellung mit Erdgas und H EL dar. Sobald aber eine größere Versorgungsaufgabe (z.B. durch den Anschluss von mehreren, baulich aneinander grenzenden Wohnblöcken) gelöst werden soll, verbessern sich der Deckungsbeitrag des Eigenstromverbrauches und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage erheblich.

¹¹ Unterstellt man höhere Ölpreise, wie derzeit angezeigt, verändert sich die Rechnung selbstverständlich, die Aussagen bleiben aber in ihren Grundzügen erhalten.

Ein großes zusätzliches, hier nicht berücksichtigtes Einsparpotenzial kann sich durch die gleichzeitige Ausstattung mehrerer Wohnscheiben durch einen Auftragnehmer und somit durch einen zusätzlichen Preisnachlass von mehreren Prozent ergeben.

An dieser Stelle soll noch darauf verwiesen werden, dass die dargestellten Berechnungen sich auf das grundsätzliche Problem einer möglichen Ablösung der Fernwärmewärmeversorgung durch eine Nahwärmeversorgung beziehen. Die effektive Umsetzung dieser Versorgungsvariante hängt jedoch von den örtlichen Gegebenheiten ab, wie Vorhandensein einer Gasversorgung, Wirtschaftlichkeit der Neuverlegung von Gasleitungen, Akzeptanz von Ölfeuerungsanlagen einschließlich der Errichtung von Öltanks im Wohnumfeld, Kündbarkeit der Fernwärmelieferverträge u. ä. ab. Spezielle Berechnungen für konkrete Anwendungsfälle (Wohngebiete) sind damit unabdingbar.

Neben den zuvor dargestellten Möglichkeiten des Wechsels auf fossile Energieträger kann aber auch Biomasse als Alternative in Betracht kommen. Dem IE ist ein Pilotprojekt bekannt, bei dem unter Zustimmung des Fernwärmeversorgers (Stadtwerke) ein Umstieg von einer Fernwärme- auf eine Nahwärmeversorgung unter Verwendung von Holzpellets als Einsatzenergieträger vollzogen wurde. Auf dieses Beispiel wird im nachfolgenden Kapitel näher eingegangen.

3.3.2 □ Wirtschaftliche Situation: Anlegbare Preise – Konkurrenzsituation von Fern- und Nahwärme

Im Abschnitt 1.3.1 wurde bereits die Konkurrenzsituation zwischen einer Fern- und einer Nahwärmeversorgung an speziellen Fallbeispielen dargestellt.

Unter Bezugnahme auf die in den vorangehenden Ausführungen analysierten Veränderungen auf dem Gebiet der Wärmeversorgung der privaten Haushalte (Kapitel 1.3.1) kann festgestellt werden, dass die Fernwärmeversorgung in der Wirtschaftlichkeit der Deckung des Wärmebedarfs gegenüber anderen Versorgungssystemen zunehmend Nachteile besitzt. Für Ostdeutschland gilt dabei, dass sich infolge der Wohnungsleerstände die fixen Kosten des Fernwärmeversorgungssystems (Kapitaldienst für die Wärmenetze) auf einen immer geringer werdenden Absatz verteilen. Gleiches gilt für die Wärmeverluste, die nicht proportional des verminderten Absatzes sinken.

Auf diese Weise gewinnt die Nahwärmeversorgung zunehmend Wettbewerbsvorteile gegenüber der Fernwärmeversorgung. Für eine Nahwärmeversorgung spricht unter wirtschaftlichen Akzenten zusätzlich noch, dass einfacher als bei einer Fernwärmeversorgung der Einsatz erneuerbarer Energien möglich ist. Als Nahziel innerhalb des Wettbewerbs zwischen Fern- und Nahwärmeversorgung gilt dabei der Einsatz von (Holz-) Pellets, der eine deutliche Senkung der Wärmekosten bei einem gegenwärtigen Energiepreisniveau ermöglicht. Mit Blick auf die wirtschaftlichen Vorteile soll nachfolgend ein bereits realisiertes Beispiel dargestellt und analysiert werden, bei dem ein ursprünglich mit Fernwärme versorgter Wohnblock von diesem Versorgungssystem abgekoppelt und eine dezentrale Nahwärmeversorgung aufgebaut wurde. Diese Lösung kann als Beispiellösung betrachtet werden und liefert der Wohnungswirtschaft nachvollziehbare Argumente für eine Verbesserung der Vermarktung

des WE-Bestandes, insbesondere mit Blick auf mögliche Reduzierungen der Wohnnebenkosten.

Weitere Möglichkeiten zum Ausbau der Nahwärmeversorgung, auch in Konkurrenz zur Individualheizung (bei EZFH), werden im Kapitel 5 betrachtet.

Beispielprojekt zur Konkurrenz zwischen Fern- und Nahwärmeversorgung

Zu Beginn der Heizperiode 2005/2006 realisierte die Wohnungsgenossenschaft (WG) „Kontakt“ Leipzig ein Pilotprojekt, das beispielgebend für eine wirtschaftliche und klimaentlastende Wärmeversorgung der privaten Haushalte in der Zukunft ist.

Die WG „Kontakt“, gegründet im Jahre 1954, verfügt über rund 15.400 WE, wobei ein sehr hoher Anteil auf Plattenbausiedlungen mit einer Fernwärmeversorgung entfällt.

Infolge der stetig steigenden Fernwärmepreise entschied sich das Wohnungsunternehmen zu einem Pilotprojekt, bei dem ein Wohnblock mit 60 WE (Plattenbau mit 6 Eingängen zu je 10 WE) von der Fernwärme abgekoppelt und in diesem Block eine dezentrale Anlage (Nahwärmeversorgung) auf Basis Holzpellets errichtet wurde. Die Hausübergabestation der Fernwärmeversorgung (HÜST), die dem Wohnungsunternehmen gehörte, wurde durch eine Feuerungsanlage mit Pelleteinsatz ersetzt. Der erforderliche Lagerraum für Pellets war im Wohnblock (Kellerräume) vorhanden und gestattet eine Lagerung von 18 t Pellets. Nach Berechnungen des Wohnungsunternehmens liegt der Jahresbedarf bei 85 t Pellets. Installiert wurden zwei Kesselanlagen mit je 100 kW Leistung. Die Umrüstung auf den Pelletbetrieb kostete das Unternehmen nach deren Angaben ca. 100.000 €. Das Pilotprojekt wurde eigenständig finanziert. Fördermittel standen nicht zur Verfügung.

Die Anlage wurde am 1. September 2005 in Betrieb genommen. Seit Mitte Juni 2006 liegen erste Abrechnungsergebnisse vor und bestätigen die hohe Wirtschaftlichkeit der Anlage. Vorteilhaft für das Pilotprojekt erwies sich der Umstand, dass die Heizperiode 2005/2006 bezogen auf die Heizgradtagzahl über dem langjährigen Durchschnitt lag und folglich gute Aufschlüsse über die Wirtschaftlichkeit der Anlage lieferte.

Der abgerechnete Pellet-Verbrauch lag bei 100 t. Es gab keinerlei Lieferschwierigkeiten. Der Brennstoff lag stets in ausreichender Menge vor. Vereinbart war ein Einjahresvertrag mit einer Herstellerfirma für die Lieferung der Pellets. Der Pellepreis betrug 153 €/t.

Nach Angaben des Wohnungsunternehmens belaufen sich für diese Abrechnungsperiode die Nebenkosten für Raumwärme und Warmwasser pro Monat auf 0,52 € pro m² Wohnfläche.

In diesen Kosten sind neben den Brennstoffkosten auch die Betriebskosten und der Kapitaldienst der Anlage enthalten.

Bei einer Versorgung der WE mit Fernwärme hätten die monatlichen Kosten für Raumwärme und Warmwasser bei 0,85 € pro m² Wohnfläche gelegen. Mit der Umrüstung von einer Fernwärme- auf eine Nahwärmeversorgung liegt im konkreten (realisierten) Fall die Kosteneinsparung bei rund 39 %. Neben den wirtschaftlichen Effekten bestimmt die Reduzierung der CO₂-Emission den Erfolg des Pilotprojekts.

Die Abkopplung von der Fernwärme verlief verwaltungstechnisch problemlos. Obwohl zwischen dem Wohnungsunternehmen und den Stadtwerken Leipzig noch ein gültiger Liefervertrag bestand, konnte die Umrüstung bewerkstelligt werden.

Nach Aussagen des Wohnungsunternehmens habe sich die Anlage in vier Jahren amortisiert.

Als Fazit des überaus erfolgreichen Pilotprojekts plant das Wohnungsunternehmen, die im kommenden Jahr auslaufenden Fernwärmelieferverträge mit den Stadtwerken zunächst nicht zu verlängern, sondern dort, wo ein Pelleteinsatz möglich ist, diesen auch zu realisieren. Ein weiteres Projekt (Plattenbau mit ebenfalls 60 WE) steht gegenwärtig unmittelbar vor dem Abschluss und soll zu Beginn der Heizperiode 2006/2007 in Betrieb gehen.

3.4 Vergleichende Betrachtung der Entwicklungstendenzen in den Nachbarländern

3.4.1 □ Allgemeine Tendenzen in Europa

3.4.1.1 Marktanteile und Produktion von Fernwärme

In der erweiterten EU¹² werden jährlich 550 TWh Fernwärme verkauft. Dies entspricht 10% des Wärmebedarfs für Raumwärme (einschl. Warmwasser). Insgesamt ist eine positive Entwicklung mit Wachstumsraten der Wärmeproduktion von knapp 1%/a zu beobachten. Dies trifft inzwischen auch wieder auf die neuen EU-Länder¹³ zu, deren Wärmeverbrauch zuvor aufgrund der Einführung von Verbrauchsmessungen stark abgenommen hatte.

Besonders erfolgreich bei der Vermarktung von Fernwärme waren in den vergangenen Jahren die Länder Österreich, wo sich der Wärmeabsatz zwischen 2001 und 2003 um 4%, und Schweden, wo sich der Marktanteil und die Anzahl angeschlossener Kunden deutlich erhöht hat.

Die Marktanteile von Fernwärme sind in den EU-Ländern sehr unterschiedlich. In den neuen, östlichen EU-Ländern ist die Fernwärme deutlich stärker verbreitet. Im Wohnbereich wird im Westen ein Anteil von 7% und im Osten von 37% erreicht. Spitzenreiter in der alten EU ist Dänemark, wo 60% aller Wohnungen mit Fernwärme versorgt werden (in Island beträgt aufgrund der leichten Zugänglichkeit von Geothermie der Anteil der Fernwärme am Wärmemarkt sogar 96%).

Sehr geringe Marktanteile von unter 5% werden in den südlichen Ländern wie Italien nicht überschritten, aber auch in den Ländern mit höherem Heizbedarf wie Frankreich, Holland, Norwegen, Schweiz und Großbritannien ist der Anteil von Fernwärme vernachlässigbar gering.

¹² Die Angaben in diesem Kapitel beruhen vorwiegend auf /EH&P 2005/. Es werden nur die folgenden für die Fernwärmeversorgung interessanten Länder innerhalb der EU berücksichtigt: Österreich, Dänemark, Finnland, Deutschland, Italien, Holland, Schweden, Bulgarien, Kroatien, Tschechien, Estland, Ungarn, Lettland, Litauen, Polen, Rumänien und Slowakei.

¹³ Bulgarien, Kroatien, Tschechien, Estland, Ungarn, Lettland, Litauen, Polen, Rumänien und Slowakei

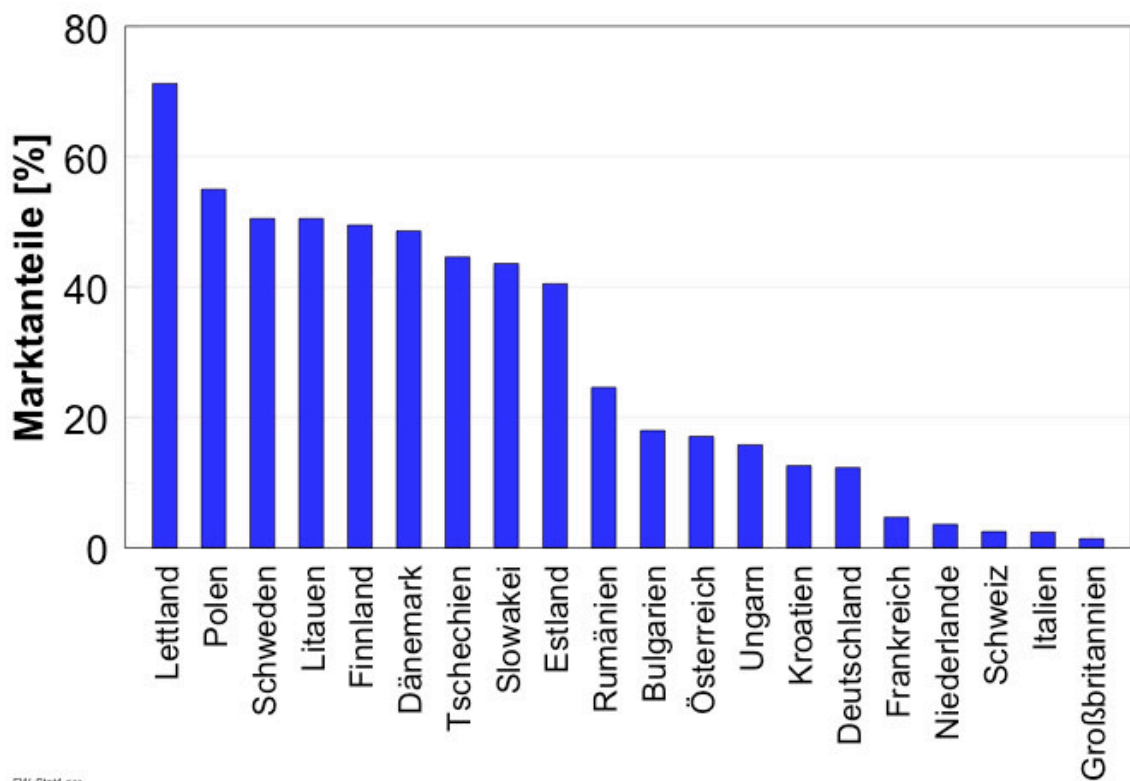


Abbildung 5: Marktanteile von Fernwärme nach EH&P 2005

Eine zukünftig möglicherweise interessante Anwendung der leitungsgebundenen Energieversorgung ist die Fernkälte. Die Kälte wird in Absorptionskältemaschinen erzeugt, welche mit der in den Sommermonaten überschüssigen Fernwärme betrieben werden. Die größte Bedeutung hat Fernkälte bisher in Schweden gewonnen. Aber selbst dort beträgt der Absatz von Fernkälte nur 1% des Absatzes von Fernwärme. Fernkälte wird daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

3.4.1.2 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Ein Teil des jeweiligen nationalen Strombedarfs wird durch KWK-Anlagen bereitgestellt. Im Mittel der für die Fernwärme interessanten EU-Staaten sind dies 13%. In den neuen EU-Ländern ist auch hier der Anteil (18%) höher als in den alten (10%). Die maximalen Anteile der KWK am Strommarkt werden in Dänemark (40%) und Holland (39%) erreicht. Wobei in Dänemark die gekoppelt erzeugte Wärme über Netze verteilt wird, während in Holland die Objektversorgung bei weitem überwiegt.

KWK spielt für die Wärmeversorgung der Fernwärmenetze in vielen Ländern die entscheidende Rolle. In den alten EU-Ländern werden im Mittel 70% der eingespeisten Wärme in KWK-Anlagen erzeugt, in den neuen Ländern ist dieser Anteil mit 55% noch deutlich geringer. In den neuen Ländern werden aber sukzessive (alte) Heizwerke auf moderne KWK-Anlagen umgerüstet, sodass sich der Abstand zu den alten Ländern verringert.

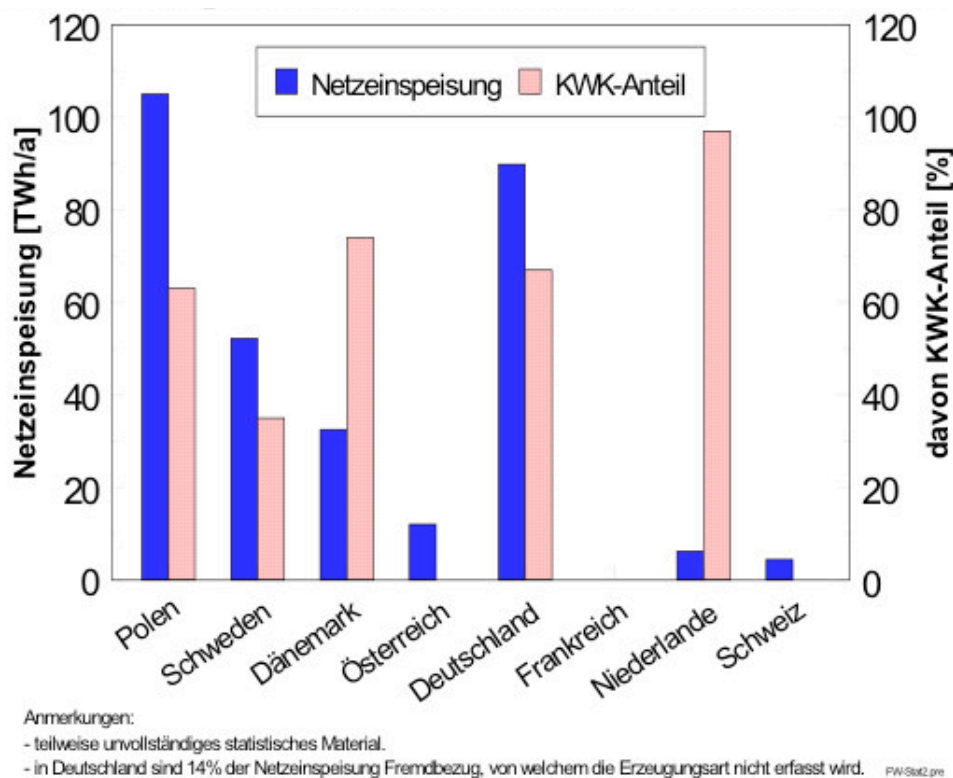


Abbildung 6: Fernwärmeproduktion und Anteil der KWK in ausgewählten Nachbarländern

3.4.1.3 Brennstoffe

In den alten EU-Ländern ist die Mixtur an Brennstoffen, welche für die Erzeugung von Fernwärme eingesetzt wird, wesentlich differenzierter als in den neuen Ländern. In den neuen Ländern haben allein die Energieträger Kohle und Gas einen Anteil von zusammen 85%, wobei die Kohle deutlich überwiegt. In den alten Ländern haben diese Brennstoffe nur einen Anteil von zusammen 63%, welcher zu gleichen Teilen auf Kohle und Gas verteilt ist.

Ein besonders einseitiger Brennstoffmix findet sich in Polen, der Slowakei, in Tschechien und in Deutschland mit Kohleanteilen zwischen 56% und 82%. Hohe Gasanteile (50-75%) finden sich in Österreich und denjenigen östlichen EU-Ländern, deren Fernwärmeversorgung nicht überwiegend auf Kohle beruht.

Besonders klima- und umweltschonend ist die Nutzung von erneuerbaren Energien, Müll und industrieller Abwärme. Im Mittel werden in den EU-Ländern aus erneuerbaren Energien 10% und aus Müll und Abwärme nochmals 11% zur Wärmeversorgung der Fernwärmenetze bereitgestellt, in den alten EU-Ländern insgesamt 33% und in den neuen bisher nur 6%. Die Nutzung der umweltschonenden Energieträger nimmt rasch zu - zu Lasten von fossilen Brennstoffen. Dies gilt auch in den neuen Ländern, wobei hier die Begründung, die Abhängigkeit von russischem Erdgas zu mindern, von besonderer Bedeutung ist.

3.4.1.4 Tarifstruktur und Wettbewerb

Bezüglich der Tarifstrukturen und dem Wettbewerb sind die Unterschiede zwischen den alten und den neuen EU-Ländern besonders groß.

In den alten Ländern gibt es seit langem einen in Grund- und Arbeitspreis aufgeteilten Tarif. Der Grund- oder Leistungspreis reflektiert die fixen Kosten, welche unabhängig vom Wärmeverbrauch anfallen, also insbesondere die Investitionskosten. Der Arbeitspreis reflektiert die variablen Kosten, welche verbrauchsabhängig sind, also insbesondere den Brennstoffpreis. Der Fernwärmebetreiber kann sein Geschäftsrisiko minimieren, indem er seine Kostenstruktur mit der Tarifstruktur in Übereinstimmung bringt. In den bei der Verbreitung von Fernwärme besonders erfolgreichen Ländern wie Dänemark wird allerdings versucht, den Grundpreis möglichst gering zu halten, da dies die Anschlusswilligkeit der Kunden steigert¹⁴.

In den meisten der alten EU-Länder orientieren sich die Fernwärmepreise sowohl an den tatsächlich anfallenden Kosten als auch an den anlegbaren Preisen, welche durch die Kosten der konkurrierenden Heizungssysteme also z.B. individuellen Öl- oder Gasheizungen bestimmt wird. Ausnahmen sind die Niederlande, wo der Fernwärmepreis allein von den anlegbaren Preisen einer individuellen Gasheizung bestimmt wird, und Dänemark, wo den Betreibergesellschaften gesetzlich vorgeschrieben ist, dass nur die tatsächlich anfallenden Kosten auf die Verbraucher umgelegt werden dürfen.

Ein besonderes Problem ist der Wettbewerb zwischen der Gas- und Fernwärmeversorgung. In Dänemark wurde dies Problem schon im Vorfeld durch eine sog. Wärmeplanung gelöst, bei welcher getrennte Gebiete für Gas- und Fernwärmenetze ausgewiesen wurden. In den übrigen alten EU-Ländern wird versucht, diesem Problem durch horizontale Integration von Fernwärme- und Gasversorgung (z.B. in Stadtwerken) entgegenzuwirken, damit nicht teure Infrastrukturen zur Wärmeversorgung doppelt realisiert werden.

In den östlichen EU-Ländern wurde in den letzten Jahren zunächst die Subventionierung der Fernwärme abgeschafft. Mit der Einführung eines zweigeteilten Tarifs nach westlichem Vorbild wurde begonnen. Die Bürger werden durch die resultierenden Preiserhöhungen teilweise empfindlich getroffen. In Rumänien oder Bulgarien beträgt jetzt in den Wintermonaten die Heizkostenrechnung ein Drittel des durchschnittlichen Familieneinkommens.

In fast allen östlichen Ländern wurden parallele Gas- und Fernwärmeversorgungen aufgebaut, bis hinein in die zu versorgenden Gebäude. Für die Festlegung der Gas- und Wärmepreise wurden Regulatoren eingesetzt. Dies war notwendig, um Marktmissbrauch zu verhindern. Allerdings sind diese vom Staat oder der Kommune eingesetzten Regulatoren nicht immer unparteiisch, sodass es Klagen der Fernwärmebetreiber wegen quersubventionierte Gaspreise gibt, welche zu Kundenverlust im Fernwärmebereich führen. Ein weiteres Problem der östlichen Fernwärmebetreiber ist, dass die unabhängige Betreiber von KWK-Anlagen übertrieben hohe Preise für die von ihnen erzeugte Wärme verlangen.

¹⁴ Solange es keine Klagen gibt, werden dabei sogar die gesetzlich gezogenen Grenzen der erlaubten Tarifgestaltung überschritten.

3.4.1.5 Politik und Steuern

Alle nationalen Energiepolitiken sind auf Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit ausgerichtet. Änderungen in der nationalen Gesetzgebung werden allerdings fast immer durch die EU ausgelöst.

In manchen Ländern gibt es Steuervorteile für KWK oder Fernwärme. In Finnland, Schweden, Holland oder Großbritannien soll damit ein Anreiz für die effiziente Nutzung von Brennstoffen in KWK-Anlagen gegeben werden. In den östlichen Ländern soll durch geringere Steuersätze auf Fernwärme der steile Anstieg der Wärmepreise wenigstens etwas gemildert werden.

Ein gemeinsames Problem aller Fernwärmebetreiber sind die Vorgaben der EU zum CO₂-Emissionshandel. Diese greifen insofern in den Wettbewerb im Wärmemarkt ein, als große Feuerungsanlage, wie sie für die Fernwärmeversorgungen üblich sind, CO₂-Zertifikate aufkaufen müssen, falls die ihnen zugeteilten Zertifikate nicht ausreichen. Die individuellen Heizanlagen bleiben dagegen in jedem Fall von zusätzlichen Belastungen aus dem CO₂-Emissionshandel unberührt. In den verschiedenen Ländern wird an dieses Problem unterschiedlich herangegangen, teils wird es aber auch ignoriert.

3.4.2 □ Analysen einzelner Länder

Von besonderem Interesse für eine deutsche Strategie zum Auf- und Ausbau von Nahwärmenetzen ist die Analyse der Erfahrungen in Nachbarländern mit hohem Fern- und Nahwärmeanteil oder mit hohen Zuwachsraten in diesem Bereich. Dies ist in den Ländern Österreich, Dänemark und Schweden der Fall, welche im Folgenden genauer betrachtet werden.

3.4.2.1 Österreich

In Österreich gehört die Fernwärme zu den am schnellsten wachsenden Sektoren. Zu diesem Erfolg haben eine Reihe von Unterstützungsmaßnahmen beigetragen:

- Schon seit Ende der 80er Jahre wurden eine größere Anzahl von Biomassenahwärmenetzen installiert.
- KWK-Anlagen werden gefördert, sofern sie nicht ohnehin wirtschaftlich betrieben werden können. Um die Förderhöhe festzulegen, wird für jede Anlage eine Vergleichsrechnung durchgeführt, mit welcher die Kostendifferenz zu einer reinen Kondensationsanlage berechnet wird. Die Differenz wird erstattet. Diese belief sich im Jahr 2004 auf im Mittel 4 €/MWh_{el}.
- Die Auskopplung von Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen wird besonders gefördert.
- In den meisten österreichischen Bundesländern wird der Anschluss an die Fernwärme gefördert.
- Bei der Zuteilung von Zertifikaten für den CO₂-Emissionshandel erhalten KWK-Anlagen 2% mehr Zertifikate als sie als reine Kondensationsanlagen erhalten hätten.

- 1996 wurde von der Fernwärmeindustrie eine sehr erfolgreiche Marketingkampagne aufgelegt, welche mit dazu beitrug, dass heute private Haushalte Fernwärme als das eindeutig beste Heizungssystem ansehen.
- Die Anforderungen aus dem Kyoto-Protokoll und stabile Fernwärmepreise nutzt der österreichische Fachverband GasWärme als Argumente für Kampagnen mit dem Ziel einer Fortsetzung der positiven Entwicklung bei der Umstellung von bestehenden Zentralheizungen auf Fernwärme [EH&P 2006a].

Diese positiven Randbedingungen führten dazu, dass sich jährlich 1% aller Wohnungen neu an die Fernwärme anschließen lassen. Als Folge steigt der Fernwärmeabsatz um jährlich 6%. Der Anteil der KWK an der Bereitstellung von Fernwärme stieg in dem Zeitraum von 2001 bis 2003 um 2% auf 71,6%.

Bis 2010 wird wie in der Vergangenheit mit einem jährlichen Zubau von 80-100 km Fernwärmetrasse gerechnet (Gesamtlänge 3.430 km im Jahr 2003). Die Investitionen in neue Erzeugungsanlagen und Fernwärmeleitungen werden auf jährlich 110 Mio. € geschätzt.

Das Fernwärmepreisniveau (53,84 €/MWh, o. MwSt., für einen 600 kW Anschluss mit einer Ausnutzungsdauer von 1.500 h/a) ist ähnlich wie in Deutschland.

3.4.2.2 Dänemark

In Dänemark werden 60% aller Wohnungen mit Fern- oder Nahwärme beheizt. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung dominiert somit den Heizungsmarkt.

Diese erfolgreiche Entwicklung hat historisch gewachsene Wurzeln. Schon in den 50er und 60er Jahren, als in vielen Ländern Europas die mit Kohle oder Holz betriebenen Einzelöfen durch modernere Heizungsanlagen ersetzt wurden, begannen die Dänen auf Fernwärme zu setzen. Selbst in den kleineren Städten und Ortschaften entstanden Fernwärmegesellschaften. Inzwischen wurde Fernwärme zu einem Hauptinstrument der dänischen Klimapolitik, welches zugunsten von KWK, Versorgungssicherheit und Umwelt eingesetzt wird.

Seit 1997 gibt es in Dänemark ein Fernwärmegesetz, welches u.a. die Kommunen zu einer vorausschauenden Planung verpflichtet und so die für Nahwärme besonders schädliche Konkurrenz mit einem parallelen Gasnetz verhindert.

Die ohnehin schon hohe Akzeptanz von Fernwärme wird noch erhöht, indem die Fernwärmeunternehmen eine Beratung anbieten – kostenlos selbst im Hause des Kunden (Jahresbudget 6-7 Mio. €). Innerhalb der fernwärmeversorgten Gebiete liegt bereits heute der mittlere Anschlussgrad bei 90%. Es wird damit gerechnet, die verbleibenden 10% beim Hausverkauf oder bei einer Grundsanierung auch noch anschließen zu können.

Die Auswirkungen der dänischen Fernwärmestrategie zugunsten von Klima und Umwelt werden durch folgende Zahlen illustriert:

- 41% des dänischen Stroms kommen aus KWK-Anlagen (weitere 12% kommen aus der Windkraft und nur der Rest von 47% kommt noch aus herkömmlichen Kondensationskraftwerken).

-
- 81% des Fernwärmebedarfs wird in (in teilweise mit Holz befeuerten) KWK-Anlagen erzeugt. In Dänemark ist heute der Neubau eines reinen Kondensationskraftwerks undenkbar.
 - 15% der Fernwärme wird aus erneuerbaren Energien und weitere 21% aus Müll und industrieller Abwärme erzeugt (Stand 2004). Nur noch 3,7% der Fernwärme wird aus fossilen Brennstoffen ohne Einsatz von KWK erzeugt.

Der hohe Anteil der Fernwärme am Wärmemarkt ist nur möglich, weil auch kleinere Ortschaften mit geringer Wärmedichte und im Vergleich zum Wärmeabsatz großen Netzlängen erschlossen werden. Das Fernwärmenetz des kleinen Landes Dänemark ist deutlich länger als das deutsche. Die Trassenleistungsdichten sind entsprechend gering. Im Mittel ergeben sich 0,53 kW/m (Erzeugungskapazität je Trassenlänge), teilweise ist die Trassenleistungsdichte aber selbst in Großstädten (Aarhus) noch deutlich geringer.

Entscheidend für den Erfolg sind die in Dänemark üblichen günstigen Verlegekosten für Fernwärmeleitungen. Sie betragen nur ein Drittel des in Deutschland üblichen. Entsprechend gering ist der Anteil der Investitionen an den Gesamtkosten. Der größte Kostenblock bei der Beheizung mit Fernwärme sind mit einem Anteil von 73% die Brennstoffkosten. Dies hat zur Folge, dass mit Fernwärme im Mittel um 39% billiger geheizt wird als mit der konkurrierenden Ölheizung.

Die Kostendifferenz zum anlegbaren Preis der konkurrierenden Öl- oder Stromheizung kann in Dänemark nicht abgeschöpft werden, da das Fernwärmegesetz eine Festlegung der Fernwärmetarife auf Basis der nachgewiesenen Kosten vorschreibt. Ein Regulator wacht über die Einhaltung dieser Vorschriften. Es wird allerdings befürchtet, dass aufgrund der allgemeinen Tendenz, die Märkte zu liberalisieren, Wege gefunden werden, wie die mögliche Gewinnmarge zwischen dem derzeitigen Fernwärmepreis und dem anlegbaren Preis doch noch zu Lasten der Verbraucher abgeschöpft werden könnte.

Eine andere Gefahr für die günstigen Fernwärmepreise wird in den knappen öffentlichen Kassen gesehen, da diese zu Steuererhöhungen auf Fernwärme führen könnten. Heute gehen dem Staat in zunehmendem Maße Steuern für fossile Brennstoffe verloren, da gasbetriebene KWK-Anlagen durch Biomasse-Heizwerke ersetzt werden¹⁵ (steuerlich wird Biomasse im Unterschied zu den fossilen Brennstoffen bisher nur mit der MwSt. belastet). Um nicht auf weitere Steuereinnahmen verzichten zu müssen, hat der dänische Staat ein Wachstumsverbot bei der energetischen Nutzung von Biomasse erlassen. Diese für die Erfüllung der Verpflichtungen zur Reduktion der CO₂-Emissionen kontraproduktiven Vorschrift illustriert die unerwarteten Probleme, mit welcher eine Umstellung des etablierten fossilen Energiesystems auf erneuerbare Energien auch in ansonsten meist vorbildlichen Ländern zu kämpfen hat.

Es gibt Überlegungen, zukünftig Überschüsse bei der Produktion von Windstrom für die Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen zu nutzen.

¹⁵ Ein Grund für diese Umstellungen von fossiler KWK auf regenerative Heizwerke ist, dass an windreichen Tagen der dänische Strombedarf bereits geringer ist als das Angebot aus KWK- und Windkraftanlagen.

3.4.2.3 Schweden

Auch Schweden hat wie Dänemark einen hohen Fernwärmeanteil im Wärmemarkt. Zwischen 2001 und 2003 ist er von 45% auf 50% angestiegen (bezogen auf den Bedarf für Raumwärme und Warmwasser). Alle Siedlungen mit mehr als 10 000 Einwohnern verfügen in Schweden über ein Wärmenetz. Auch in 80% der kleineren Siedlungen mit 3 000-10 000 Einwohnern sind noch Nahwärmenetze vorhanden.

Speziell in Schweden wurde und wird die Förderung von Fernwärme mit dem Argument vertreten, dassso Energie genutzt werden kann, welche sonst verloren wäre. Gefördert werden die anschließenden Gebäude, kleinere Netze und die Umstellung von Stromdirektheizungen auf andere Heizungssysteme.

Auch das Steuersystem, bei welchem die bisherige hohe Einkommenssteuer immer stärker durch sog. „Grüne Steuern“ ersetzt wird, begünstigt Nah- und Fernwärme. Auf fossile Brennstoffe werden drei Arten von Steuern erhoben:

1. Die Energiesteuer,
2. die CO₂-Steuer
3. und die Schwefelsteuer.

In der Summe ergibt sich für Heizöl eine Besteuerung von 0,37 €/l und für Erdgas von 0,24 €/m³. Den größten Anteil hieran hat die CO₂-Steuer. Für die Industrie, für die Landwirtschaft und für den Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen gilt ein stark reduzierter Steuersatz.

Der Fernwärmepreis beträgt im Mittel 48,4 €/MWh (o. MwSt.), liegt also trotz der typischerweise kleineren Anschlussleistungen unterhalb des deutschen Niveaus.

Als weiterer wichtiger Vorteil von Fernwärme wird in Schweden die Flexibilität bei der Wahl des Energieträgers angeführt.

Anders als in Dänemark gibt es im schwedischen Wärmemarkt keine Regulierung. Allerdings wird von den schwedischen Fernwärmekunden derzeit mit Nachdruck mehr Transparenz bei der Festlegung der Tarife durch die meist kommunalen Eigner gefordert.

Der für die Erzeugung von Fernwärme eingesetzte Brennstoffmix ist sehr differenziert. Auf feste Biomasse entfallen 30%, auf alle erneuerbaren Energien insgesamt 38%. Hinzu kommen 10% aus der Müllverbrennung und 6% aus der Nutzung von industrieller Abwärme. Wärme aus KWK-Anlagen hat in Schweden einen relativ geringen Anteil von nur 35%, welcher aber rasch anwächst.

In der Vergangenheit wuchsen die Anschlusswerte um 2-3%/a. Auch für die Zukunft wird von weiterem Wachstum ausgegangen. Langfristig wird mit einem Anstieg der Fernwärmeerzeugung von heute 52 TWh/a auf 80 TWh/a gerechnet. In den Innenstädten nimmt allerdings – wohl aufgrund verbesserter Wärmedämmung – der Wärmeabsatz ab, obwohl neue Kunden gewonnen werden und der Marktanteil dort zunimmt.

Ein besonderes Ziel der schwedischen Fernwärmeindustrie ist daher die Erschließung neuer Gebiete, besonders an den Siedlungsrändern. Hierdurch wird die mittlere Wärmedichte der versorgten Gebiete abnehmen. Bisher ist die Anschlussdichte in Schweden mit 1,7 kW/m

(=Anschlussleistung je Trassenlänge) aber noch deutlich höher als in Dänemark mit 1,1 kW/m.

3.4.2.4 Übrige Nachbarländer

Weitere, bisher nicht genauer analysierte Nachbarländer Deutschlands sind Frankreich, Holland, Schweiz, Tschechien und Polen. Von diesen Ländern können allerdings bezüglich einer zukünftigen Nahwärmestrategie Deutschlands kaum wesentliche Anregungen erwartet werden:

- In **Frankreich** liegt der Anteil der Fernwärme am Heizungsmarkt nur bei knapp 5%. Versorgt wird hauptsächlich der einkommensschwache Teil der Bevölkerung, welcher in den für Frankreich typischen großen Wohnblocks am Rande der großen Städte wohnt. Im Vergleich zur Anschlussleistung ist die Netzlänge gering.
- In der **Schweiz** hat die Fernwärme einen noch geringeren Anteil von nur etwa 2,5%.
- **Tschechien und Polen** kommen aufgrund der völlig unterschiedlichen historischen Entwicklung wenigstens für die alten deutschen Bundesländern nicht als Vorbild in Betracht.

Am interessantesten von den oben angeführten Ländern scheint noch **Holland** zu sein. Zwar liegt auch hier der Anteil der Fernwärme bei nur 3,6%. Aber dafür sind die (relativen) Wachstumsraten hoch. Vor 10 Jahren war der Anteil der Fernwärme nur halb so hoch wie heute (2003).

3.5 Best practice zur Reaktion auf die dynamische Entwicklung der Treiberfaktoren - Beispiele von Veränderungsprozessen in Ostdeutschland

Im Kapitel 1.2 wurde ausführlich die Entwicklung des Bestandes an energieverbrauchswirksamen Wohnungseinheiten (WE) sowie die Struktur der Deckung des Raumwärmebedarfes im Sektor private Haushalte in Ostdeutschland dargestellt. Zusammengefasst charakterisieren die folgenden Merkmale diese Entwicklung.

- Wandel vom Wohnungsmangel zum Wohnraumüberfluss auf Grund eines deutlichen Rückganges der Einwohnerzahl und einer über dem Bedarf liegenden Bautätigkeit (Neubau, Sanierung/Modernisierung von Wohngebäuden) mit der Folge eines erheblichen Wohnungsleerstandes.
- Zunahme des Anteils von WE in EZFH am WE-Gesamtbestand von 30,1 % im Jahre 1991 auf 36,6 % im Jahre 2004, ohne jedoch das Niveau der alten Bundesländer zu erreichen (2004: 50,1 %).
- In der Struktur der Wohnraumheizung vollzog sich ein grundlegender Wandel. Die im Jahre 1990 dominierende Kohleheizung (über 63 % aller WE) wurde durch moderne Heizungssysteme abgelöst, wobei die Gasheizung im Jahre 2004 ein Anteil von 48,5 % am WE-Gesamtbestand erreichte. Im Bereich der WE in EZFH besitzen annähernd zwei von drei WE eine Gasheizung (Flüssiggas eingeschlossen). In der Heizungsstruktur der MFH hat im Jahre 2004 die Gasheizung mit einem Anteil von 38,8 % die Fernwärmeversorgung (38,4 %) überflügelt.

Sowohl der deutliche Anstieg des WE-Bestandes als auch die Veränderungen in der Struktur der Raumheizung, deren Schwerpunkt im Zeitraum 1993 bis 1998/2000 lag, wird in starkem Maße auch die künftige Wärmeversorgung der privaten Haushalte beeinflussen.

3.5.1 □ Wirkungen des Programms „Stadtumbau Ost“ auf die Fernwärmeversorgung

Die dramatische Zunahme des Wohnungsleerstandes veranlasste die Bundesregierung im August 2001 das Programm „Wohnungswirtschaftlicher Strukturwandel in den neuen Ländern“ (Stadtumbau Ost) zu beschließen. Das Programm ist bis zum Jahre 2009 angelegt und mit einem Finanzvolumen von 2,5 Mrd. Euro ausgestattet. Neben der Aufwertung von Stadtquartieren sollen vor allem dauerhaft leer stehende Wohnungen rückgebaut/abgerissen werden. Das Programm sieht bis zum Jahre 2009 einen Umfang von 350.000 WE für den Abriss vor. Unter Bezugnahme auf den bestehenden Wohnungsleerstand von knapp einer Million WE kann das Programm „Stadtumbau Ost“ die Leerstandsproblematik eindämmen, aber nicht lösen. Auch mit Blick auf die weiter sinkende Einwohnerzahl und die damit verbundene Abnahme der Nachfrage nach Wohnraum wird der Wohnungsleerstand auch mittelfristig eine zentrale Rolle auf dem Wohnungsmarkt spielen. Dies hat Rückwirkungen auf das Mietniveau und in der Folge auch auf die Möglichkeiten der Wohnungswirtschaft, in energiesparende Maßnahmen zu investieren, wie z. B. in die Durchführung nachträglicher Wärmedämmmaßnahmen an bestehenden und teilweise bereits sanierten/modernisierten Wohngebäuden.

In einem ersten Statusbericht („Stadtumbau Ost – Stand und Perspektiven“) hat im Jahre 2006 die Bundestransferstelle Stadtumbau Ost beim Institut für Regionalentwicklung und Strukturplanung e. V. (IRS) im Auftrage des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) einen ersten Überblick über die Umsetzung des Programms Stadtumbau Ost gegeben (Stand 31.10.2005). Danach wurden im Zeitraum 2002 bis 31.10.2005 insgesamt 125.000 WE abgerissen. Dieser Umfang entspricht einem Drittel der bis 2009 zu erreichenden Zielstellung (350.000 WE). Nach Auffassung der Autoren des Statusberichts ist damit die Gesamtzielstellung erreichbar. Allerdings wird festgestellt, dass bislang die „unstrittigen Projekte“ Vorrang vor städtebaulich begründeten Umbauprojekten hatten. Gerade letztere erfordern die Suche nach einem Konsens zwischen allen Beteiligten, was die Problemstellung deutlich erschwert. Künftig müssten auch (teil-) modernisierte WE-Bestände in die Rückbauplanung einbezogen werden. Das kann zu Hemmnissen und Blockaden führen, darunter auch bei der Kreditwirtschaft. Abstriche bei der Umsetzung des Stadtumbauprogramms verschärfen dann die ohnehin schon angespannte Leerstandsproblematik.

Bislang konzentrierte sich die Umsetzung des Stadtumbauprogramms in starkem Maße auf Wohngebäude der Bausubstanz aus DDR-Zeiten, insbesondere ab Baualter 1960. Die hierfür bewilligten Fördermittel machen 67 % der bisher verausgabten Mittel des Stadtumbauprogramms aus. Betroffen davon sind nahezu ausschließlich DDR-Plattenbauten in randstädtisch gelegenen Satellitenstädten bzw. Großsiedlungen mit einem überdurchschnittlichen Wohnungsleerstand. In der bisherigen Umsetzungspraxis des Stadtumbauprogramms herrschte der punktuelle Rückbau vor, d. h. es vollzog sich eine „Perforation“ der Stadtquartiere, es entstanden „Löcher“ im Bild der Quartiere. Dies führt zunehmend zu Problemen der Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung, denn die betreffenden Großsiedlungen sind fast

ausschließlich mit einer Fernwärmeversorgung ausgestattet, ohne Alternativen für andere Heizungssysteme (zweischienige Versorgung). Diese Situation resultiert daraus, dass in nahezu allen Fernwärmeversorgungsgebieten die Sanierung/Modernisierung der Versorgungssysteme (Umstellung der Wärmeerzeugung von Kohle auf in der Regel Erdgas, Sanierung der Wärmenetze) in den Jahren 1992 bis 1995/96 erfolgte und sich an dem Niveau einer vollen Auslastung der Wohngebiete – ohne nennenswerten Leerstand – orientierte.

Mit dem Abriss von WE sowie des trotz Abrisses auch weiterhin bestehenden hohen Wohnungsleerstandes in diesen Quartieren verringerten sich die abgesetzten Fernwärmemengen in erheblichem Umfang, so dass sich die Wirtschaftlichkeit der Fernwärmeversorgung zunehmend verschlechterte. Zudem erforderte der in vielen Fällen unkoordinierte Abriss von Wohngebäuden (ohne Abstimmung mit den Betreibern leitungsgebundener Medien wie Fernwärme, Elektroenergie und Wasser) zusätzliche Investitionen (Stichleitungen, Querschnittsverringerungen u. ä.), was u. a. zu einem merklichen Anstieg der Fernwärmepreise führte - neben dem Preisanstieg für die Einsatzenergieträger zur Fernwärmeerzeugung. Überdurchschnittlicher Anstieg der Wohnnebenkosten (vor allem Kosten für Heizung und Warmwasser) ziehen eine Zunahme der Abwanderungen der Einwohner aus diesem Gebiet mit den Folgen einer weiteren Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der Fernwärme nach sich. Die sich daraus ergebende Spirale hat noch nicht ihr Ende erreicht und wird sowohl die Wohnungs- als auch die Wärmeversorgungswirtschaft vor erhebliche Probleme stellen.

Nicht unerwähnt bleiben darf in diesem Zusammenhang, dass die Fernwärmeversorgung, auch wenn sie in einer Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird, mit deutlichen Verlusten beim Transport von der Erzeugung zum Verbraucher (Leistungsverluste) verbunden ist, im Durchschnitt zwischen 7 % und 8 % der erzeugten Wärme. Nennenswerte Verringerungen sind gegenwärtig nicht zu erwarten. Bei einem verminderten Wärmeabsatz wirkt dieser Umstand zusätzlich verteuernd auf den Fernwärmeverbrauch.

Eine Alternative zur Fernwärmeversorgung wäre die Abkopplung der Wohngebäude von diesem Versorgungssystem und die Errichtung einer separaten Nahwärmeversorgung in Form eines BHKW für mehrere Wohnblöcke oder die Errichtung einer Feuerungsanlage an Stelle der Hausübergabestation zur Versorgung eines Wohnblockes, z. B. für 60 WE mit einer Feuerungsleistung von 200 bis 300 kW.

Da die betrachteten Stadtquartiere energetisch in der Regel nur zweischienig (Fernwärme und Strom) versorgt sind, kämen als Einsatzenergieträger für eine Nahwärmeversorgung wohl nur leichtes Heizöl oder Holzbrennstoffe in Betracht. Einer solchen Lösung stehen nach Kenntnis des Instituts für Energetik und Umwelt die meisten Wohnungsunternehmen (noch) ablehnend gegenüber.

Der Umstieg auf eine erdgasbetriebene Nahwärmeversorgung wäre für die konsultierten Wohnungsunternehmen bzw. -verbände eine akzeptable Lösung, die jedoch an der fehlenden Gaserschließung der jeweiligen Stadtquartiere scheitert. Regionale Gasversorger signalisierten ggf. ein Interesse für eine leitungsseitige Erschließung dieser Gebiete für den Fall, dass ein wirtschaftlicher Gasabsatz gewährleistet ist.

Die Wohnungswirtschaft steht im Interesse der Vermarktung ihres WE-Bestandes einem solchen Weg – zumindest verbal – aufgeschlossen gegenüber. Nennenswerte Aktivitäten existieren aber noch nicht. Erkennbare Handlungsweisen lassen jedoch darauf schließen, dass sich die Wohnungswirtschaft die Option auf eine andere (wirtschaftlichere) Versorgungslösung offen hält, indem bei einem Auslaufen von Fernwärmelieferverträgen neue Verträge mit deutlich kürzeren Laufzeiten abgeschlossen werden.

Neben der technisch-wirtschaftlichen Seite einer Abkopplung von der Fernwärmeversorgung besteht für eine Reihe von Wohnungsunternehmen auch ein juristisches Problem. Die meisten Kommunen mit einer Fernwärmeversorgung besitzen einen Anschluss- und Benutzungszwang für die Fernwärmeversorgung, der in den betreffenden Stadtquartieren die bindende Nutzung der Fernwärmeversorgung vorschreibt. Danach wäre eine dezentrale Wärmeversorgung (Nahwärmeversorgung) - auch auf Basis Erdgas - nicht zugelassen. Der Anschluss- und Benutzungszwang begründet sich ausschließlich aus den Anforderungen des überregionalen Klimaschutzes. Das Bundesverwaltungsgericht hat erst im Jahre 2006 den Zwangsanschluss an ein städtisches Fernwärmenetz aus eben diesen Gründen gebilligt, weil das jeweilige Bundesland die Kommune mit der Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen beauftragt hat. In der Vergangenheit sind jedoch auch andere Gerichtsentscheide bekannt geworden, die einen Anschluss- und Benutzungszwang nicht als rechtmäßig einstufen. Wie sich in Zukunft die Praxis des Anschluss- und Benutzungszwangs vor dem Hintergrund der Liberalisierung der Energiemärkte und der Forderung nach freiem Wettbewerb gestalten wird, muss abgewartet werden. Die Situation auf dem Wohnungsmarkt, insbesondere in den mit einer Fernwärmeversorgung ausgestatteten Großsiedlungen und Satellitenstädten, wird dabei nicht unberücksichtigt bleiben können.

Für den zukünftigen Energieeinsatz zur Nahwärmeerzeugung zeichnen sich allerdings Alternativen ab, für die ein Anschluss- und Benutzungszwang nicht mehr durchsetzbar wäre. Das betrifft den Einsatz erneuerbarer Energien zur Nahwärmeerzeugung als „Ersatz“ zur Fernwärmeerzeugung, wenn auf diese Weise die Wärmeversorgung der Wohngebäude wesentlich wirtschaftlicher erfolgen kann. Erste Beispiele hierzu existieren bereits, indem statt der Hausübergabestation eine Feuerungsanlage betrieben wird, die Pellets (Holzpellets oder Pellets aus sortiertem Müll) als Brennstoff einsetzt. Ein erfolgreich erprobtes Praxisbeispiel wurde bereits an anderer Stelle beschrieben (Kapitel 1.3.2).

Möglich ist auch die Verwendung von Biogas zur Wärmeerzeugung, wenn dieser Energieträger in Erdgasqualität durch das Gasnetz transportiert und wirtschaftlich zur Wärmeerzeugung angeboten werden kann. Eine unmittelbare Erzeugung von Biogas am Standort des Wärmeverbrauchs (Stadtquartiere mit derzeitiger Fernwärmeversorgung) scheidet mittelfristig aus, da Probleme mit dem Immissionsschutz entstehen können und ein Transport von nachwachsenden Rohstoffen für die Biogasanlage über längere Transportstrecken in der Regel nicht wirtschaftlich ist.

Beide Versorgungslösungen sind Zukunftslösungen und tragen fraglos zum Klimaschutz bei. Die Anwendung von Bestimmungen zum Anschluss- und Benutzungszwang sind hierbei folglich unberechtigt. In Kapitel 5 wird hierauf noch eingegangen.

Es sei abschließend zu dieser Problemstellung darauf hingewiesen, dass zur Fernwärmeerzeugung in Zukunft selbstverständlich auch erneuerbare Energien Verwendung finden können. Die oben angeführten Probleme der Fernwärmeversorgung von Großsiedlungen und Satellitenstädte bleiben jedoch bestehen.

3.5.2 □ Wärmeversorgung von Ein- und Zweifamilienhäusern

Es wurde bereits angeführt, dass im Jahre 2004 die Gasheizung in den EZFH mit einem Anteil von 65,5 % dominierte. Die Ölheizung versorgte 33 % der WE in EZFH und 1,5 % der WE besaßen ein anderes Heizungssystem (Fernwärmeversorgung, Stromheizung, Wärmepumpe, Festbrennstoffheizung). Diese Struktur ergab sich aus dem Neubau von EZFH sowie aus der Ablösung von Kohleheizungen durch Gas- oder Ölfeuerungsanlagen in den 1990 bereits existierenden EZFH. Schwerpunkt der Heizungsumstellungen war der Zeitraum 1991/1992 bis 1997/1998. Unter Berücksichtigung einer Laufzeit der Feuerungsanlagen (Brenner) von ca. 18 bis 20 Jahren werden Veränderungen in den Strukturen der Raumwärmeversorgung von EZFH ab 2008 interessant.

3.5.3 □ Wärmeversorgung von Mehrfamilienhäusern

Mit Stand 1990 existierten in den neuen Bundesländern (einschließlich Berlin-Ost) bezogen auf ein Mehrfamilienhaus – von Ausnahmen abgesehen – nur zwei Heizungssysteme:

- Fernwärmeversorgung und
- überwiegend Kohleheizung.

Mehrfamilienhäuser mit überwiegend Kohleheizung implizieren auch einzelne WE, die eine Gas- oder elektrische Heizung besaßen. Als Gasheizungen waren dabei in der Mehrzahl der Fälle so genannte Außenwandheizgeräte installiert, wobei rund 70 % der WE „teilbeheizt“ waren. Letzteres bedeutet, dass in der Regel nur ein Raum über eine Gasheizung verfügte und die anderen Wohnräume über einen Kohleofen beheizt wurden. Analoges galt für die elektrische Heizung. Dieser Umstand ist bedeutsam im Zusammenhang mit der Struktur der Raumheizung in MFH, wie sie sich in den 1990er Jahren herausgebildet hat. Die vorwiegend kohlebeheizten Wohngebäude erhielten im Rahmen ihrer Sanierung/Modernisierung eine Gebäudezentralheizung, wobei Erdgas in doppelt so vielen Fällen und dabei vorrangig in städtischen Gebieten eingesetzt wurde wie Heizöl. Dieser Prozess der Heizungsmodernisierung im Rahmen der Gebäudesanierung erfolgte in den Jahren 1993 bis 1998/2000 und kann gegenwärtig als im Wesentlichen abgeschlossen betrachtet werden.

Die Gebäudezentralheizung (Nahwärmeversorgung) wird in der überwiegenden Zahl der Fälle von den Gebäudeeigentümern bzw. beauftragten Immobilienverwaltungen betrieben. Entsprechend den Festlegungen der Heizkostenverordnung werden den Wohnungsnutzern die Kosten der für die Wärmeerzeugung bezogenen Energieträger als Heizkosten in Rechnung gestellt. Anreize für eine effektivere Brennstoffnutzung bestehen daher für die Betreiber der Wärmeerzeugungsanlagen nicht. Neue, energieeffizientere Anlagen werden bestenfalls erst installiert, wenn die alten Anlagen ihre normative Nutzungsdauer erreicht haben (abgeschrieben sind) oder auftretende Reparaturkosten eine Ersatzinvestition rechtfertigen. Alter-

nativen hierzu wären Contractinglösungen, die bei einem vertraglich vereinbarten Wärmepreis einen effizienten Energieeinsatz zur Wärmeerzeugung garantieren.

Derartige Lösungen existieren, sind jedoch noch deutlich in der Minderheit. Hierauf wird nochmals im Zusammenhang mit den Interessen der Akteure in Kapitel 5 eingegangen.

An dieser Stelle soll – auch mit Blick auf die quantitative Erfassung des Bestandes energieverbrauchswirksamer WE nach Heizungssystemen – der Begriff „Nahwärmeversorgung“ derart definiert sein, dass er alle WE einschließt, bei denen die Wärmeerzeugung zur Deckung des Raumwärmebedarfs nicht in der betreffenden WE erfolgt, sondern zentral durch eine Feuerungsstätte, die im Gebäude/Gebäudetrakt/Gebäudequartier installiert ist. Hinsichtlich der Erfassung dieser WE bzw. deren Energieverbrauch zur Wärmeerzeugung in der Energiebilanz gelten diese WE jedoch als WE mit Gas-, Öl- oder Pelletheizung, in Abhängigkeit vom eingesetzten Energieträger für die Wärmeerzeugung. Die Definition berücksichtigt die Praxis der Heizkostenabrechnung, bei der bei solchen dezentralen Heizungssystemen den Wohnungsnutzern die Kosten für die bezogenen Einsatzenergieträger in Rechnung gestellt werden.

Abschließend sei noch darauf verwiesen, dass im Zusammenhang mit der Installation dieser zentralen Wärmeerzeugungsanlagen (Nahwärmeversorgung) in den 1990er Jahren der Zeitpunkt für einen Wechsel in der Versorgungslösung nicht vor 2012 erfolgen wird.

3.6 Befragung der Akteure des Wärmemarktes

3.6.1 □ Ziel der Befragung

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden zwei empirische Untersuchungen durchgeführt, die das Ziel hatten, einerseits Entwicklungstendenzen und –möglichkeiten im Bereich der Fern- und Nahwärme aufzuzeigen. Zum anderen sollte durch die Befragung ermöglicht werden, Anforderungen und Vorstellungen seitens der Marktakteure in Richtung Politik frühzeitig in die Diskussion der flankierenden Rahmenbedingungen einfließen zu lassen.

Die erste Befragung wurde durch die Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung (ASEW) bei ihren Mitgliedern (Energieversorgungsunternehmen) durchgeführt. Bei der zweiten Erhebung handelte es sich um eine Expertenbefragung, die durch das Wuppertal Institut durchgeführt wurde. In der Hauptsache wurden hier Verbände, Interessensgemeinschaften und Forschungseinrichtungen auf dem deutschen Wärmemarkt befragt.

Die Befragung der ASEW-Mitgliedsunternehmen war ursprünglich als eine quantitative Erhebung konzipiert, der ausgesprochen geringe Rücklauf (unter fünf Prozent) rechtfertigt jedoch lediglich eine qualitative Auswertung. Die Erhebung bei den anderen Akteuren (im folgenden Experten genannt) auf dem Wärmemarkt war von vornherein als qualitative Expertenbefragung angesetzt.

Die Befragungen gliederten sich in die Bereiche

- Motivation für die Bereitstellung bzw. die Nutzung von Nah- und Fernwärme
- Bisherige Entwicklung und aktueller Nutzungsstand

-
- Wettbewerbsfähigkeit
 - Zukünftige Entwicklungsperspektiven
 - Politische Rahmenbedingungen

3.6.2 □ Ergebnisse der Befragungen

3.6.2.1 Motivation für die Bereitsstellung bzw. die Nutzung von Nah- und Fernwärme

Sowohl bei den Versorgungsunternehmen, als auch bei den Verbrauchern, tritt der Aspekt einer umweltfreundlichen Wärmeversorgung in den Vordergrund. Auf Anbieterseite findet ebenfalls das Motiv des strategischen Geschäftsfeldes eine starke Zustimmung. Seitens der Nachfrager kommen neben den Umweltgedanken vor allem der Komfort, die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit zum tragen.

3.6.2.2 Bisherige Entwicklung und aktueller Nutzungsstand

Nach Angaben der Unternehmen, war die Strategie der Versorger in den letzten 15 Jahren gekennzeichnet durch den gezielten Ausbau oder zumindest die Aufrechterhaltung des Status quo. Das Auslaufen von Altanlagen hingegen spielte eine untergeordnete Rolle. Diese Einschätzung wird sowohl von den Versorgungsunternehmen als auch von den befragten Experten des Wärmemarktes geteilt. Letztere schätzen die Entwicklung des Nutzungsstandes der Nah- und Fernwärmeerzeugung in den letzten 15 Jahren insgesamt eher etwas zurückhaltender ein. Als negative Einflussfaktoren werden hier vor allem der rückläufige Wärmeeinsatz, sinkende Bevölkerungsdichte und der zunehmende Leerstand genannt. Steigende Investitions- und Betriebskosten sind die Folge. Eine positive Beeinflussung der Entwicklung der letzten 15 Jahre wird vor allem durch das KWKModG und die steigenden Preise der anderen Energieträger (Öl, Gas, Strom) gesehen.

Allen Akteuren des Wärmemarktes wird eine hohe Bedeutung zugesprochen. Als wesentliche Akteure auf dem deutschen Wärmemarkt werden sowohl aktuell als auch zukünftig die Wohn- und Siedlungsbaugesellschaften angesehen. Diese Beurteilung wird von beiden befragten Gruppen gleichermaßen geteilt. Nahezu ebenso wichtig erscheinen die Stadtwerke; auch die Nachfrager (private Haushalte und Industrie) werden als wichtige Akteure eingestuft. In der Zukunft wird den Contracting-Unternehmen von beiden befragten Gruppen eine steigende Bedeutung zugesprochen.

3.6.2.3 Wettbewerbsfähigkeit und Entwicklungsperspektiven

Gegenüber den erneuerbaren Energien und dem Strom sehen die Versorger, wie auch die befragten Experten, kurz- und mittelfristig Wettbewerbsvorteile der Nah- und Fernwärme, lässt man die spezifischen Förderbedingungen außen vor. In langfristiger Perspektive gehen die Befragten auch von einem zunehmenden Wettbewerbsvorteil im Vergleich zu Gas und vor allem zum Öl aus. In der bestehenden Gasinfrastruktur wird in erster Linie ein Hemmnis für den Ausbau der Nah- und Fernwärme gesehen. Es werden aber punktuelle Ergänzungen beider Versorgungssysteme für möglich gehalten.

Gefragt nach der Situation der Errichtung einer netzgebundenen Wärmeversorgung in Neubausiedlungen, führt der Großteil der Befragten an, dass sich der Markt, wenn überhaupt, auf einen Nischenbereich beschränkt. Für viele der Befragten existiert der Markt aber faktisch nicht mehr, beziehungsweise findet netzgebundene KWK vor dem Hintergrund der politischen Anreizsysteme nur noch auf Basis regenerativer Energien statt. Probleme bei der Erschließung von Neubaugebieten mit netzgebundener Wärmeversorgung ergeben sich aus Sicht der Versorger zum Teil durch die niedrige Wärmedichte, die durch die gestiegenen Anforderungen der Energieeinsparverordnung und die zunehmende Zahl von Niedrig- und Passivenergiehäusern im Neubau hervorgerufen wird. Ein ebenso wichtiges Hemmnis sind die teuren Verlegeverfahren. Ein geringerer Teil der befragten Unternehmen sieht auch nutzerseitige Akzeptanzprobleme (in Abhängigkeit von der Wirtschaftlichkeit) als ein Hindernis bei der Erschließung im Neubau an.

Bei der Frage nach dem Einfluss verschiedener Entwicklungstendenzen auf die Bereitstellung von Nah- und Fernwärme erhielten die steigenden Preise für fossile Energieträger, die energetische Gebäudesanierung und die siedlungsstrukturelle Entwicklung die höchste Priorität. Aber auch die netzseitigen Entwicklungen, wie der Erneuerungs- und Ertüchtigungsbedarf oder neue Verlegeverfahren, haben nach Einschätzung der Versorgungsunternehmen einen hohen Einfluss auf die Bereitstellung von Nah- und Fernwärme. Die befragten Experten sehen zudem einen sehr starken angebotsseitigen Einfluss durch die Brennstoffmischerweiterung.

Mit Blick auf die Entwicklung der Fernwärmenetze sehen beide befragte Gruppen in erster Linie Verdichtungspotenziale innerhalb bestehender Netze und die Möglichkeit von neuen Anschlüssen an den Rändern der Netze. Der Aufbau gänzlich neuer großer Fernwärmenetze wird von beiden Gruppen ausgeschlossen.

Nach dem grundsätzlichen Anpassungsbedarf der Nah- und Fernwärmestrategie vor dem Hintergrund der aufgezeigten Entwicklungstendenzen befragt, werden eine stärkere Einbindung der dezentralen KWK und eine deutlichere Unterstützung seitens der Politik gefordert. Genannt werden aber auch eine stärkere Nutzung der regenerativen Energien zur Fernwärmebereitstellung, eine Erweiterung des Dienstleistungsangebotes (z.B: Kälte). Auch das Thema Preise spielt eine wichtige Rolle, Ziel sei die Schaffung konkurrenzfähiger Preise und eine offensive Preispolitik der Fernwärmeunternehmen.

Dass einige dieser Anpassungsstrategien bereits vorliegen bzw. in der Diskussion sind, wird von den Befragten anerkannt. Das KWKModG, die KWK-Richtlinie und die Novellierung des KWK-Gesetzes werden hier beispielhaft genannt. Ebenso wird der verstärkte Einsatz von Biomasse in großen KWK-Anlagen und dessen Förderung im EEG angeführt.

Befragt nach den Risiken und Chancen in den Vorschlägen zu Anpassungsstrategien werden als Unsicherheitsfaktor die hohen Energiepreise und die unklare Wirtschaftlichkeit gesehen. Chancen verspricht man sich durch die günstigen Einsatzbereiche im Contracting und die höhere Akzeptanz in der Öffentlichkeit.

Gefragt wurde auch nach technischen Neuerungen, die in den nächsten Jahren marktfähig werden könnten. In diesem Zusammenhang wurden CO₂-freie Kraftwerke, Effizienzsteigerung der konventionellen Kraftwerke und die verstärkte Nutzung regenerativer (Holzverga-

sung, Pflanzenöl, Pellets, Biomethan) sowie die Kälteerzeugung durch Fernwärme mittels Absorber genannt.

3.6.2.4 Politische Rahmenbedingungen

Für die Entwicklung der Bereitstellung der Nah- und Fernwärme sind die politischen Rahmenbedingungen von entscheidender Bedeutung. Im Zuge der Erhebung wurden die Versorgungsunternehmen und die Experten daher gefragt, welche politischen Rahmen- und Förderbedingungen sie sich erhoffen und wie ihre Erwartungen an die quantitative Entwicklung der Nah- und Fernwärme in Abhängigkeit von der politischen Unterstützung ausfallen.

Bei den Förderbedingungen zeichnete sich ab, dass insbesondere die Fortführung des KWK-Gesetzes von hoher Wichtigkeit ist. Gleiches gilt für das Mineralölsteuergesetz mit seinen KWK-spezifischen Regelungen. Auch das geplante regenerative Wärmegesetz und das EEG scheinen eine hohe Bedeutung zu haben, die Wichtigkeit wird hier von den Befragten jedoch etwas geringer eingeschätzt.

Nach der kurzfristigen Perspektive der quantitativen Entwicklung der Nah- und Fernwärmebereitstellung befragt, sieht der Großteil der Unternehmen bei gleich bleibenden politischen Rahmenbedingungen keine deutlichen Veränderungen. Etwas mehr als die Hälfte glaubt, dass selbst bei idealer politischer Unterstützung kurzfristig keine quantitativen Veränderungen in der Bereitstellung eintreten. Dieses wird von den befragten Experten etwas negativer, sowohl bei gleich bleibender als auch bei idealer Unterstützung durch die Politik eingeschätzt. Chancen werden jedoch in der mittel- und langfristigen Perspektive bei idealer Unterstützung seitens der Politik gesehen. Zwei Drittel der befragten Versorgungsunternehmen glaubten, dass es in diesem Fall zu einer positiven quantitativen Entwicklung kommt. Bleiben die politischen Rahmenbedingungen jedoch auch mittel- und langfristig unverändert vermutet der Großteil der Befragten, dass die Entwicklung auf dem derzeitigen Stand stehen bleibt oder sogar zurückgeht. Auch diese Einschätzung wird durch die Experten in der Tendenz eher etwas negativer eingeschätzt.

3.6.3 □ Schlussfolgerungen

Zusammenfassend lassen sich folgende Punkte festhalten:

- Die Versorgung mit Nah- und Fernwärme wird von den Akteuren auf dem Wärmemarkt als eine umweltfreundliche und komfortable Wärmeversorgung eingeschätzt.
- Verschiedene dynamische Veränderungen (demografischer Wandel, siedlungsstrukturelle, Entwicklung, Energiepreise, ...) stellen die Bereitstellung von Nah- und Fernwärme vor neue Herausforderungen.
- Dennoch werden, besonders im Vergleich zu den anderen Energieträgern, auch in Zukunft Wettbewerbsvorteile und -chancen gesehen.

Um diese ausschöpfen zu können und neue technologische Entwicklungen marktfähig machen zu können, erhoffen sich die Akteure auf dem Wärmemarkt eine deutliche Unterstützung seitens der Politik.

4 Ausbau der Fern- und Nahwärme als strategisches Klimaschutz- element

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien, der Substitution kohlenstoffreicher durch kohlenstoffärmere Energieträger, gilt die Erhöhung der nachfrage- und angebotsseitigen Energieeffizienz als wesentliche Säule von Klimaschutzstrategien. Dem Ausbau der Fern- und Nahwärmeversorgung als Baustein einer angebotsseitigen Effizienzstrategie wird aus Klimaschutzgründen vor diesem Hintergrund eine wesentliche Bedeutung beigemessen. Voraussetzung dafür ist, dass die Fern- und Nahwärme in effizienten KWK-Anlagen gewonnen wird. Noch heute betragen die Umwandlungsverluste der Stromversorgung mehr als ein Fünftel des gesamten Primärenergiebedarfs. Zurückzuführen ist dies auf den nach wie vor hohen Anteil der Kondensationsstromerzeugung, bei der im Gegensatz zu KWK-Anlagen die prozessbedingt anfallende Abwärme vollständig ungenutzt bleibt. Nicht zuletzt deswegen wird im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung die Notwendigkeit einer Verdopplung des derzeitigen KWK-Anteils an der Stromversorgung als wesentlicher Bestandteil einer kurz- bis mittelfristig wirksamen CO₂-Minderungsstrategie beschrieben. Wie im vorangegangenen Kapitel dargestellt wurde, hat sich der Nutzungsstand der KWK verbessert. Dies gilt in aller erster Linie aber stromseitig und ist auf den durch das KWK-Gesetz (KWKG) mit Anreizen versehenen Ersatz bestehender Anlagen durch Neuanlagen mit höherer Stromkennzahl zurückzuführen. So sind beispielsweise insbesondere im kommunalen Bereich Ersatzmaßnahmen durchgeführt worden, wobei hier leistungsseitig fünf Anlagen (z.B. Münster, Wuppertal, Köln) eine dominierende Rolle spielen (vgl. Abbildung 7).

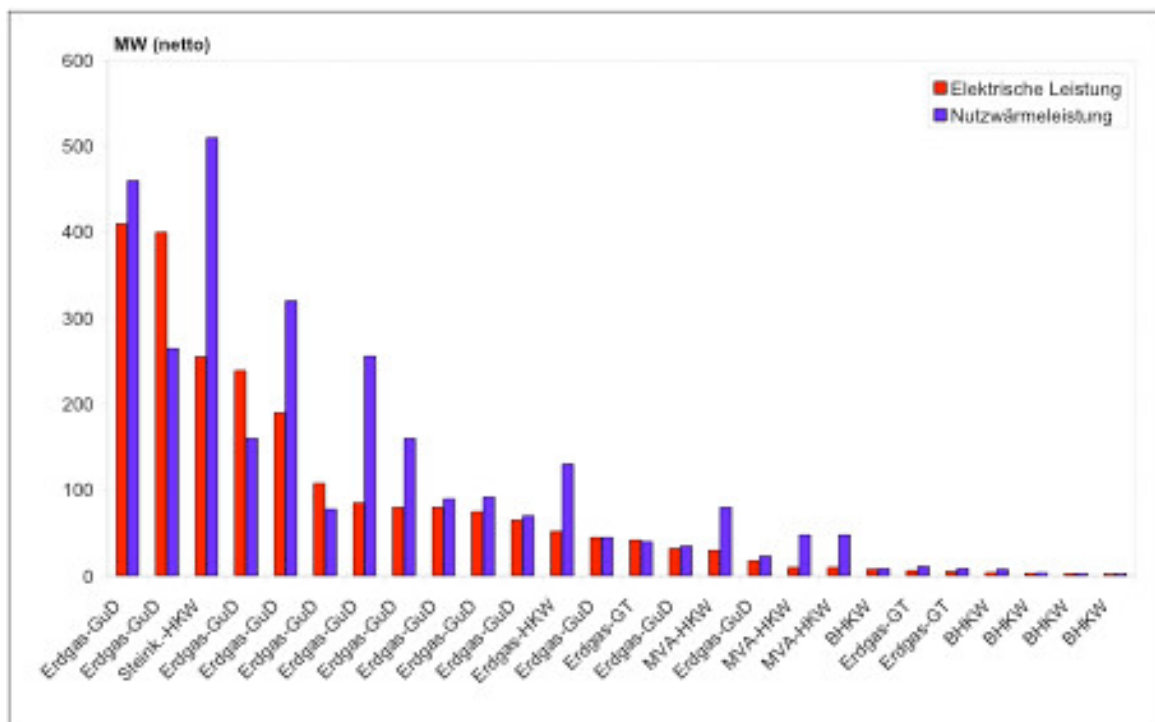


Abbildung 7: Leistungsverteilung der Modernisierungsanlagen im kommunalen Bereich [Matthes 2004]

Im Bereich der kommunalen Anlagen ist in den letzten Jahren damit eine geringe Erhöhung der installierten elektrischen Leistung verbundenen gewesen. Dagegen hat sich die Stromerzeugung durch die Ersatzmaßnahmen verdreifacht und insbesondere diejenige im KWK-Betrieb vervierfacht. Die thermische Leistung der KWK-Anlagen blieb nahezu gleich, dage-

gen erhöhte sich die KWK-Wärmeerzeugung. Der resultierende CO₂-Minderungseffekt wird je nach stromseitig unterstelltem Referenzsystem (Unterscheidung zwischen Neuanlagen und Bestandsanlagen) auf 3,3 bis 5,0 Mio. t CO₂/a abgeschätzt.

Geht man von der gesamten netzgebundenen Wärmelieferung an die Kunden aus (wozu auch Heizwerke ohne angeschlossene Stromerzeugung ihren Beitrag leisten), ist dagegen eher eine rückläufige Tendenz zu verzeichnen. Auch kleine KWK-Anlagen leisten derzeit nur einen geringen Beitrag zur KWK-Stromerzeugung, wie die aktuelle Übersicht des Verbandes der Netzbetreiber über die nach KWKG geförderte Stromerzeugung zeigt (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5: Geförderte KWK-Strommengen im Jahr 2004 nach KWKG (VDN 2005)

| Anlagenkategorie | Stromerzeugung in GWh | Anteil | Stromerzeugung in GWh | Anteil |
|----------------------------------|-----------------------|---------------|-----------------------|---------------|
| | 2004 | | 2005 | |
| Alte Bestandsanlagen | 16.022 | 29,2% | 14.429 | 24,6% |
| Neue Bestandsanlagen | 36.547 | 66,6% | 35.550 | 60,5% |
| Modernisierte Anlagen | 1.947 | 3,5% | 8.234 | 14,0% |
| Neue kleine KWK-Anlagen bis 2 MW | 283 | 0,5% | 432 | 1,0% |
| Kleine KWK-Anlagen bis zu 50 kW | 74 | 0,1% | 124 | 0,2% |
| Brennstoffzellen | 4 | 0,0% | 6 | 0,0% |
| Summe | 54.877 | 100,0% | 58775 | 100,0% |

Im Rahmen der vorliegenden Projektionen für die „Business as Usual“ orientierte Entwicklung der Fern- und Nahwärmeversorgung setzen sich diese Tendenzen im Wesentlichen fort. Im Energiereport IV, der in 2005 von Prognos/EWI vorgelegt worden ist [Prognos/EWI 2005] wird bezogen auf die Fern- und Nahwärmenachfrage zunächst von einem signifikanten Rückgang im Zeitverlauf ausgegangen. Danach sinkt die netzgebundene Wärmenachfrage von 2000 bis 2030 (2020) um rund 20% (9,8%). Rückgänge sind dabei in allen Sektoren zu verzeichnen. Im Zeitverlauf werden auch vor diesem Hintergrund keine neuen Fernwärmeschienen in Betrieb genommen. Kompensierend auf die Verbrauchsrückgänge wirken sich Verdichtungen in bestehenden Versorgungsgebieten und die Bedeutungszunahme von dezentralen KWK-Anlagen aus, die vor allem auch zur Versorgung größerer Dienstleistungskomplexe zur Anwendung kommen (Objektversorgung). Perspektivisch erfolgt eine Nahwärmeversorgung dann auch auf der Basis von Brennstoffzellen.

Die Bereitstellung erfolgt hauptsächlich auf der Basis von KWK-Anlagen, wobei der Brennstoff Erdgas im Verhältnis zur Kohle an Bedeutung gewinnt. Kohle-KWK-Anlagen haben es gemäß Energiereport IV schwer im Wettbewerb und können – auch aufgrund der zunehmenden Bedeutung des CO₂-Zertifikatehandels - nur als sehr große zentrale Anlagen wirtschaftlich betrieben werden. Derartige Kraftwerke sind aber bei zudem rückläufigen Wärmedichten nicht verbrauchernah zu installieren. Vor diesem Hintergrund wird davon ausgegangen, dass die meisten Kohle basierten Heizkraftwerke im Zeitverlauf durch Erdgas-KWK-Anlagen substituiert werden. In abgeschwächter Form gilt dies auch für die industrielle KWK.

Erzeugungsseitig spielen darüber hinaus die erneuerbaren Energien eine immer wichtigere Rolle (vgl. Tabelle 6). Ihr Anteil an der Bereitstellung der Fern- und Nahwärme steigt im Zeitverlauf von 12% im Jahr 2000 auf 33% im Jahr 2030.

Tabelle 6: Entwicklung der Fern- und Nahwärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (PJ und %) im Rahmen der Energieprojektion nach Energiereport IV [Prognos/EWI 2005]

| | 2000 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Wärmebereitstellung | | | | | | |
| Biomasse | 189,2 | 191,5 | 192,6 | 191,9 | 192,9 | 192,6 |
| Umgebungswärme | 3,1 | 9,4 | 13,4 | 17,5 | 19,6 | 21,8 |
| Solarthermie | 5,7 | 11,8 | 13,5 | 15,6 | 17,2 | 18,9 |
| Summe | 198,0 | 212,7 | 219,5 | 225,0 | 229,7 | 233,3 |
| Anteil an der Wärmebereitstellung (Haushalte, Kleinverbr.) | 5,2% | 5,7% | 6,2% | 6,5% | 6,9% | 7,3% |
| Fern-, Nahwärmeerzeugung | | | | | | |
| Holz, Stroh, Energiepflanzen | 2,5 | 10,0 | 10,1 | 10,2 | 10,4 | 10,5 |
| Müll*, Klärschlamm, Deponiegas | 42,0 | 55,2 | 57,8 | 61,4 | 62,8 | 64,3 |
| Klär-, Biogas | 1,3 | 4,8 | 5,7 | 6,8 | 8,1 | 9,6 |
| Grubengas | 0,7 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,1 | 2,8 |
| Geothermie | 0,3 | 1,2 | 2,8 | 4,4 | 7,1 | 11,7 |
| Summe Fern-, Nahwärme | 46,8 | 74,7 | 79,9 | 86,3 | 91,5 | 98,9 |
| Anteil an der Fern-, Nahwärmeerzeugung insg. | 12,2% | 20,4% | 22,6% | 25,5% | 28,7% | 33,1% |

Eine Referenzentwicklung für die Fernwärme ist auch im Rahmen der AGFW-Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“ skizziert worden [AGFW 2004]. Danach steigt die netzgebundene Fern- bzw. Nahwärmeversorgung von 334 PJ im Jahr 2000 auf 347 PJ im Jahr 2020 nur sehr leicht an. Parallel dazu wird aber vor allem in Folge der Entwicklungen, die mit dem KWKG ausgelöst worden sind, eine deutliche Ausweitung der KWK-Stromerzeugung von 52 TWh im Jahr 2000 auf ca. 90 TWh im Jahr 2020 erwartet. Maßgebliche Treiber sind die Modernisierungsanstrengungen und Ersatzbaumaßnahmen im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung, zugleich aber auch vergleichbare Effekte bei der industriellen KWK. Dabei kommen zum überwiegenden Anteil Erdgas-KWK-Anlagen zur Anwendung, die im Entnahmekondensationsbetrieb eingesetzt werden, was eine deutliche Abgrenzung (z.B. entsprechend der Vorgaben der Richtlinie AGFW FW 308) zwischen Koppelproduktion und Kondensationsbetrieb notwendig macht.

Im Gegensatz dazu wird z.B. im Rahmen des UBA Nachhaltigkeitsszenarios von einem signifikanten Ausbau der gekoppelten Stromerzeugung gegenüber dem Referenzpfad ausgegangen. Treibende Kräfte sind dabei auch hier der Ersatz alter KWK-Anlagen aus dem Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung sowie der industriellen Eigenversorgung mit einer damit verbundenen Erhöhung der Stromkennzahl aber zusätzlich auch eine deutliche Ausweitung der dezentralen KWK und der Objektversorgung (insbesondere mittel- bis langfristig dann auf der Basis von z.B. Brennstoffzellen).

Darüber hinaus sind im Nachhaltigkeitsszenario maßgebliche Veränderungen in der Wärmeversorgungsstruktur insgesamt unterstellt worden, die insbesondere auch deutlich steigende Anteile der regenerativen netzgebundenen Nahwärmeversorgung mit einbeziehen. Der Be-

deutung von Wärmenetzen kommt damit unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten eine besondere Bedeutung zu.

Während im UBA Nachhaltigkeitsszenario detailliert dargelegt wird welche absoluten Beiträge in den verschiedenen Sektoren geleistet werden muss, bleibt die Frage wie diese Beiträge räumlich/strukturell verteilt und aus den bestehenden Strukturen abgeleitet werden können weitestgehend offen. Im Rahmen dieser Untersuchung sollen hierzu Vorschläge abgeleitet werden (vgl. Kapitel 4)

4.1 Ausbauziele der Fern- und Nahwärme unter Nachhaltigkeitsbedingungen

Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den Ausbaunotwendigkeiten der gekoppelten Fern- und Nahwärmebereitstellung unter Nachhaltigkeitsbedingungen findet sich in den UBA-Langfristszenarien [UBA 2002]. Die dort niedergelegte Entwicklung ist in verschiedenen Untersuchungen mittlerweile überarbeitet worden [vgl. Krewitt et al 2004, BMU 2004]. Für die folgende Ableitung des notwendigen Ausbaus der Fern- und Nahwärme wird deshalb auf die Szenarien zum „Ökologisch optimierten Ausbau erneuerbarer Energien“ zurückgegriffen [BMU 2004]. Im Vergleich zu den UBA-Langfristszenarien gehen sie für den Bereich der KWK von der gleichen Grundphilosophie aus, wurden aber hinsichtlich der Rahmenbedingungen für den Ausbau der KWK aufgrund der aktuellen nachfrage- und angebotsseitigen Entwicklungen in einigen Eckpunkten (z.B. Bevölkerungsentwicklung, technische Optionen im Bereich der dezentralen KWK) angepasst.

In allen „Optimierungsszenarien“, die ebenso wie die UBA-Langfristszenarien von der Zielsetzung einer 80%igen Reduktion des CO₂-Ausstoßes bis zur Mitte dieses Jahrhunderts im Vergleich zum Niveau des Jahres 1990 ausgehen, ist die gleiche Entwicklung für die KWK unterstellt worden, was noch einmal auf die generelle Wertschätzung dieses Strategieelement für den Klimaschutz hindeutet. Maßgebliche Ausbaumöglichkeiten werden dabei in den Kategorien öffentliche KWK, industrielle KWK, dezentrale KWK (Nahwärme) und Objektversorgung gesehen (vgl. nachfolgende Definition).

Kasten 1: Definition wesentlicher Begriffe

Eine allgemeingültige Definition der Begriffe Fern- und Nahwärme liegt bis heute nicht vor. Für das vorliegende Projekt wird in Anlehnung an verschiedene Definitionsversuche aus pragmatischen Gründen (und in Übereinstimmung mit den UBA-Langfristszenarien [UBA 2002]) daher von folgendem generellen Verständnis ausgegangen, auch wenn im Einzelfall gute Gründe dafür sprechen mögen, die Begrifflichkeiten anders zu verwenden und die Übergänge fließend sind:

Fernwärme:

Unter Fernwärme versteht man eine leitungsgebundene Wärmeversorgung aus einer zentralen Wärmequelle über Verteilnetze. Fernwärme ist daher Wärmeenergie, die nicht am Ort der Erzeugung verbraucht wird, sondern wo Erzeugung und Nutzung der Wärme über einige bis einige zehn Kilometer voneinander getrennt sind. Fernwärmenetze sind üblicherweise Rohrleitungssysteme. Die Erzeugung erfolgt häufig in Heizkraftwerken oder größeren Heizwerken aber auch industrielle Abwärme kann als Fernwärme weiter verwendet werden. Wer-

den die Heizkraftwerke von Elektrizitätsversorgungsunternehmen betrieben spricht man auch häufig von **öffentlicher KWK**. Die Verteilung der Wärme verläuft netzseitig über das Heizmedium Heißwasser oder Dampf. Verbraucherseitig (die Verbraucher sind in der Regel über Wärmetauscher an die zentrale Wärmeversorgung angeschlossen) sind an die Fernwärme sowohl Haushalte als auch gewerblich und industrielle Verbraucher angeschlossen.

Nahwärme:

In Abgrenzung zur Fernwärme bezeichnet Nahwärme eine leitungsgebundene Wärmeversorgung auf eher kleinräumiger Ebene mit geringerer Transportentfernung (als Orientierungsmarke kann hier die Entfernung von etwa einem Kilometer dienen). Nahwärmeverteilnetze werden häufig von Blockheizkraftwerken (mit kleinerer Leistung als Heizkraftwerke auf Gas- oder Dampfturbinenbasis – die Grenze dürfte hier bei einigen MW liegen) betrieben, kommen aber auch auf der Basis von Solarenergie (solare Nahwärmenetze) oder Biomasse respektive Erdwärme (geothermische Anlagen) zur Anwendung. Über Nahwärmeverteilnetze werden meistens Wohnsiedlungen oder Mischgebiete (z.B. unter Einschluss großer Wärmeverbraucher wie Schwimmbäder, Krankenhäuser) mit Wärme versorgt. Erfolgt die Nahwärmebereitstellung in KWK-Anlagen spricht man auch von **dezentraler KWK**.

Objektversorgung:

Neben der Fern- und Nahwärme ist zudem die Objektversorgung zu unterscheiden, die ebenso auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (häufig BHKW-Anlagen) erfolgen kann, die aber auf die wärmeseitige Versorgung einzelner Gebäude oder gewerblicher Verbraucher (z.B. Krankenhäuser) begrenzt ist.

Als Sonderfall der Objektversorgung kann die industrielle Eigenversorgung mit Strom und Wärme angesehen werden, die häufig in großen Heizkraftwerken oder Heizwerken stattfindet. Erfolgt in der Industrie eine Koppelstromerzeugung spricht man auch von **industrieller KWK**.

Für die netzgebundene Fern- und Nahwärmebereitstellung, die im Mittelpunkt dieser Untersuchung steht, kommt damit vor allem der öffentlichen KWK, der dezentralen KWK und der regenerativen Nahwärmeversorgung eine entscheidende Bedeutung zu. Bei der Beurteilung der Ausbaumöglichkeiten in diesen Sektoren ist zu berücksichtigen, dass sich die nachfrageseitigen Rahmenbedingungen unter Nachhaltigkeitsbedingungen massiv verändern. Der Wärmemarkt ist danach im besonderen Maße geprägt durch die Umsetzung der Energieeinsparungsmöglichkeiten durch eine umfassende Gebäudesanierungsstrategie. Während bereits unter Referenzbedingungen von signifikanten Rückgängen der Wärmenachfrage ausgegangen wird, sind unter Nachhaltigkeitsbedingungen noch deutlich weiter gehende Maßnahmen notwendig.

Im Nachhaltigkeitsszenario (vgl. Abbildung 8) wird davon ausgegangen, dass der Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 weit gehend saniert wird, wobei die energetischen Sanierungsmaßnahmen ab dem Jahr 2020 deutlich über den Stand der derzeit gültigen Energieeinsparverordnung (EnEV) hinausgehen. De facto bedeutet dies, dass der heutige Sanierungsstau zügig aufgehoben werden muss und im Mittel mehr als 2,5% aller Gebäude jedes Jahr wär-

metetechnisch saniert werden müssen, was rund dem Fünffachen der heutigen Quote entspricht. Trotz der massiven Verringerung des spezifischen Wärmebedarfs dominiert der Gebäudebestand auch langfristig noch die Wärmebedarfsentwicklung. Unter Nachhaltigkeitsbedingungen gilt dies auch deswegen, weil auch für den Neubaubereich gegenüber der Referenz von der Umsetzung verbesserter Standards ausgegangen wird.

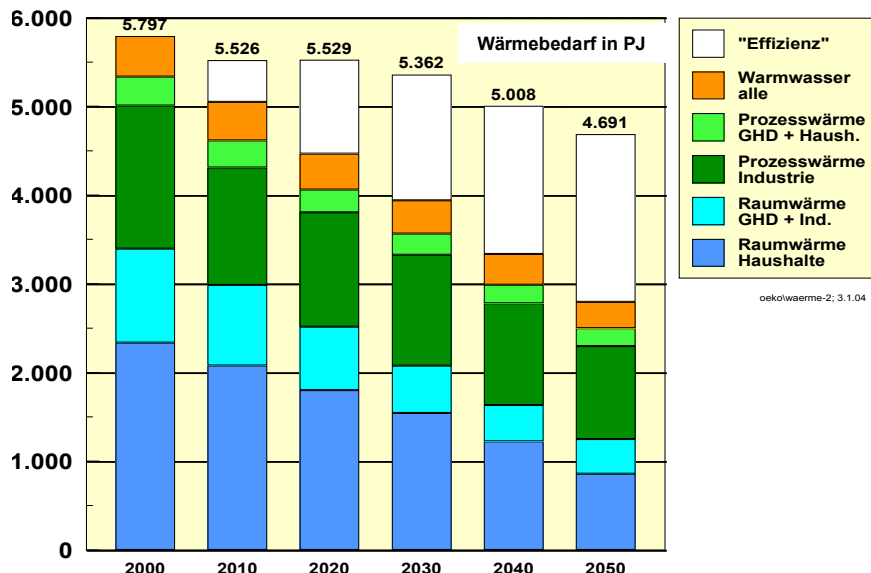


Abbildung 8: Entwicklung des Wärmebedarfs im Nachhaltigkeitsszenario [BMU 2004]

Neben dem Rückgang der Raumwärmenachfrage bei den Haushalten und den gewerblichen Verbrauchern in Folge einer Verbesserung der Wärmedämmstandards, wird im Nachhaltigkeitsszenario auch, wenngleich in deutlich geringeren Umfang, von einer Verringerung der Prozesswärmenachfrage ausgegangen. Auch hier werden im signifikanten Umfang Einsparmaßnahmen umgesetzt. Die verschiedenen Maßnahmen zur Effizienzsteigerung führen insgesamt dazu, dass der Wärmebedarf zwischen 2000 und 2050 um mehr als die Hälfte reduziert wird und auf ein Niveau von rund 2.800 PJ zurück geht. Unter Referenzbedingungen wird dagegen nur von einem Rückgang um etwa 20% auf rund 4.700 PJ/a im Jahr 2050 ausgegangen.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die Fern- und Nahwärmebereitstellung veränderte Randbedingungen, die sich insbesondere durch eine stark rückläufige Wärmedichte im Bestand aber auch bei den Neubausiedlungen manifestieren. Für den Ausbau sind im Nachhaltigkeitsszenario folgende Eckpunkte unterstellt worden:

- Sukzessiver Ersatz bestehender KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung durch Neuanlagen mit höherer Stromkennzahl in Fortsetzung des sich in den letzten Jahren ausgelöst durch das KWKG schon eingesetzten Trends. Eine Teilkompensation der rückläufigen Wärmenachfrage in den bestehenden Fernwärmeversorgungsgebieten wird durch Neuanschluss von Kunden im bisherigen Versorgungsgebiet (Verdichtung) und Ausweitung der Fernwärmesysteme an den Rändern erreicht. Die diesbezüglich bestehenden Möglichkeiten werden auf eine Größenordnung abgeschätzt, die eine Erhöhung der Anschlussleistung um 15% zulässt. Eine Neuerrichtung von Fernwärmesystemen ist aus Kostengesichtspunkten nicht unterstellt worden.

-
- Modernisierungsstrategie auch im Bereich der industriellen KWK, für die bisher keine spezifischen Anreizsysteme vergleichbar dem KWKG vorliegen. Neben dem Ersatz von bereits bestehenden KWK-Anlagen durch Neuanlagen ist hier auch eine Umrüstung von Heizwerken unterstellt worden, die bisher wenig effizient zur Eigenversorgung der Industrie beitragen. Die notwendigen Anstöße hierzu können u.a. aus der Selbstverpflichtungserklärung der Energiewirtschaft, den Anforderungen aus dem Emissionshandel sowie dem – auf die deutliche Zunahmen der Strompreise zurück zu führenden - zunehmenden Bestreben nach einer stärker selbst bestimmten Stromerzeugung abgeleitet werden.
 - Für die netzgebundene Wärmeversorgung spielt die industrielle KWK nur eine untergeordnete Rolle. Anknüpfungspunkte ergeben sich durch sog. kooperative Projekte, d.h. der Mitversorgung angrenzender Verbraucher durch die industriellen Anlagen. Der Anteil dieser Projekte ist in den vorliegenden Szenarien allerdings nicht quantifiziert worden.
 - Massiver Ausbau der dezentralen KWK: Die Möglichkeiten der Nahwärmeversorgung auf der Basis kleinerer KWK-Anlagen sind bei weitem noch nicht ausgeschöpft. In diesem Anwendungsbereich kommen bisher vor allem Motor-BHKW zum Einsatz. Mikrogasturbinen zukünftig – ggf. auch vermehrt Brennstoffzellen – verbreitern das Anwendungsspektrum. Interessante Anwendungsmöglichkeiten ergeben sich dabei vor allem im Bereich von Neubausiedlungen, bestehenden Gebäudekomplexen/arealen von Wohnungsbau-gesellschaften mit zentraler Energieversorgung, öffentlichen oder privaten Einrichtungen mit entsprechend hohem Wärmebedarf (z. B. Krankenhäuser, Schulen, Alten- und Pflegeheimen, Schwimmbädern) und angrenzenden Verbrauchern. Die Umstellung der Heizungssysteme im Gebäudebestand dürfte aufgrund der notwendigen Zeitgleichheit des Austausches der bestehenden Heizungssysteme eher nur in Ausnahmefällen gelingen.
 - Längerfristig konkurrieren die KWK-Optionen mit dem unter Nachhaltigkeitsbedingungen notwendigen, stark zunehmenden Ausbau der Nahwärmeversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien. Als Brennstoff für die Anlagen kommt im Wesentlichen Erdgas, im späteren Zeitverlauf (wenn innovative, dezentral einsetzbare Technologien z.B. auf Vergasungsbasis zur Verfügung stehen) dann auch vermehrt Biomasse zum Einsatz.
 - Im Nachhaltigkeitsszenario wird ferner davon ausgegangen, dass zukünftig zunehmend auch Einzelobjekte durch KWK-Anlagen versorgt werden. Ein deutlicher Zuwachs wird dabei in der nächsten Dekade mit der Einführung der Brennstoffzellen erwartet. Für die hier im Fokus stehende netzgebundene Wärmeversorgung spielen diese Anlagen keine direkte Rolle, da hier vor allem auch solche Objekte in das Blickfeld genommen wurden, die für eine zentrale oder dezentrale Fern- oder Nahwärmeversorgung aufgrund ihrer eher isolierten Lage nicht in Frage kommen. Wohl aber könnten sich in bestehenden Fernwärmegebieten bei abweichendem Kundeninteresse Konkurrenzbeziehung ergeben.
 - Zunehmende Integration der zentralen und dezentralen KWK-Anlagen (auf der Basis von Speichermanagement) in Maßnahmen zum Ausgleich des fluktuierenden Energieangebotes erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (d.h. insbesondere Wind- und Solar-energie). Entsprechend unterscheiden sich die Betriebsweisen der Kraftwerke. Neben der klassischen wärmegeführten Einsatzweise, kommt der strom- oder netzlastgeführten

Fahrweise eine wachsende Bedeutung zu. Dabei werden auch vermehrt Anlagen zu zentral gesteuerten virtuellen Kraftwerken verbunden.

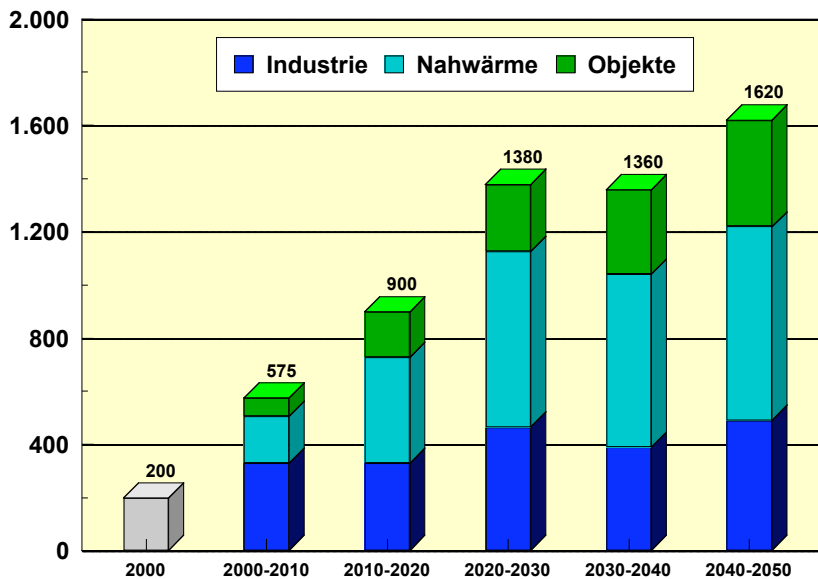


Abbildung 9: Marktentwicklung (durchschnittliche Zubauraten im 10 Jahresmitte in MW/a, inkl. Anlagenersatz nach Betriebszeitende der 1. Generation) im Rahmen der Nachhaltigkeitsszenarien [nach BMU 2004]

Abbildung 10 fasst die skizzierte Entwicklung zusammen. Danach erhöht sich der Beitrag der KWK zur Bruttostromerzeugung von heute etwa 80 TWh im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050 auf knapp 200 TWh. Die in Koppelproduktion bereitgestellt Wärmemenge steigt von derzeit rund 180 TWh, was rund 12% des gesamten Wärmebedarfs entspricht, dagegen nur noch geringfügig auf ebenfalls etwa 200 TWh (720 PJ) an. Der stromseitige Anstieg wird wie dargelegt im Wesentlichen durch moderne KWK-Anlagen mit hoher Stromkennzahl ermöglicht. Die mittlere Stromkennzahl steigt dementsprechend auch von heute gut 0,45 auf über 1 zur Mitte diesen Jahrhunderts. Obwohl die ausgekoppelte Wärmemenge in absoluten Größen nur im geringen Umfang ansteigt, erhöht sich ihr Beitrag am Wärmebedarf in Folge der massiven Umsetzung von Einsparoptionen auf der Nachfrageseite deutlich auf über 25%.

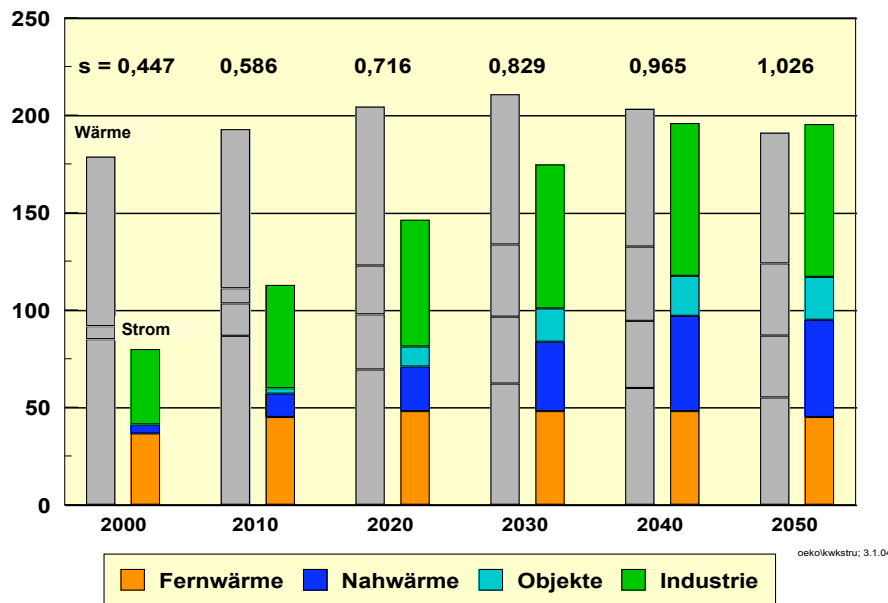


Abbildung 10: Entwicklung der KWK-Strom- und Wärmeerzeugung im Szenario NaturschutzPlus I (s=Stromkennzahl) [BMU 2004]

Während die thermische Leistung der Anlagen sich im Zeitverlauf eher nur geringfügig verändert, steigt die elektrische Leistung von heute etwa 25,3 GW (Stand 2000) mit fast 80% zwischen 2000 und 2050 auf 45,5 GW signifikant an. Teile der über den Betrachtungszeitraum errichteten Anlagen müssen während der Zeitspanne ersetzt werden, wodurch sich anlagenseitig ein noch größerer Markt ergibt.

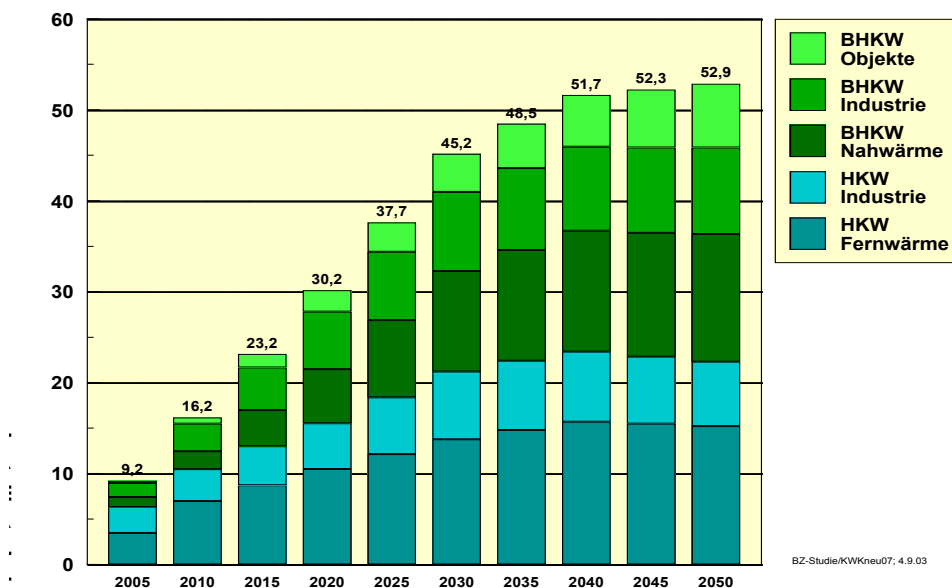


Abbildung 12: Zubau an Kraftwerksleistung im Bereich KWK in GW (bei BHKW inkl. Anlagenersatz nach Betriebszeitende der 1. Generation) im Rahmen der Nachhaltigkeitsszenarien [nach BMU 2004]

Mit dem Ausbau der KWK verbunden ist zwangsläufig eine massive strukturellen Veränderung der gesamten Stromerzeugung. Die KWK wird bis zum Ende des Betrachtungszeitraums mit einem Anteil von dann fast 40% neben den erneuerbaren Energien die tragende Säule für die Stromversorgung. Detaillierte Zahlen zu der dargelegten Entwicklung finden sich im Anhang.

In die bisherige Betrachtung eingeschlossen war die KWK, d.h. die gekoppelte Fern- und Nahwärmebereitstellung, auf Biomassebasis. Darüber hinaus geht das Nachhaltigkeitsszenario aber auch von einer deutlichen Ausweitung der reinen Wärmenetze auf regenerativer Primärenergiebasis aus. Hierfür kommen in erster Linie solare Nahwärmenetze, geothermische Versorgungssysteme aber letztlich auch Biomasse basierte Anlagen in Frage.

Dabei ist zunächst festzustellen, dass die Ausbreitung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt in direkter Form (d.h. ohne den Umweg über einen chemischen Energiespeicher wie Wasserstoff) nicht nur durch die technische Charakteristik der Angebotsoptionen selber bestimmt wird (Ausweitungsgrenzen für Nahwärmenetze, häufig zu hohe Anforderungen an das Temperaturniveau im Prozesswärmebereich) sondern ganz wesentlich auch durch die strukturellen Veränderungen des Wärmemarktes beeinflusst werden. Letzteres gilt vor allem für die stark sinkende Nachfrage nach Niedertemperaturwärme aufgrund der Sanierungs- und Effizienzoffensive im Gebäudebereich.

Einsatzbeschränkungen liegen für Biomasse basierte Anlagen zwar nicht vor. Dafür spielen hier starke Nutzungskonkurrenzen eine entscheidende Rolle. Biomasse kann nicht nur zur Stromerzeugung in KWK-Anlagen (oder auch im Rahmen der Mitverbrennung in großen Kondensationskraftwerken) und zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden, sondern wird verstärkt auch aus dem Kraftstoffsektor nachgefragt. Im der Untersuchung „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“ [BMU 2004] wurden hinsichtlich der unterschiedlichen Verwendungszwecke Fallunterscheidungen gemacht. Darüber hinaus wurde unterschieden zwischen zwei unterschiedlichen Ausgangspotentialen für die Nutzung der Biomasse. Für die weiteren Überlegungen im Rahmen dieser Untersuchung wird auf das Szenario NaurschutzPlus II zurückgegriffen. Es setzt auf einem eingeschränkten Potenzialverständnis auf, in dem insbesondere für die Biomasse stärker naturschutzbedingte Schranken gesetzt werden. Zudem geht es davon aus, dass mehr als ein Viertel der insgesamt für energetische Zwecke zur Verfügung stehenden Biomasse für die Kraftstoffherzeugung verwendet wird (vgl. Abbildung 13). Diese Entscheidung ist nahe liegend, da trotz keineswegs vorliegender Vorteile hinsichtlich der Nutzungseffizienz der Druck aus dem Kraftstoffbereich so groß geworden ist, dass diese Entwicklung nicht mehr aufzuhalten sein wird. Der große Treiber hinter dieser Entwicklung ist dabei weniger der Klimaschutz als Abwägungen der Versorgungssicherheit und damit Bemühungen, den Kraftstoffmix zu diversifizieren. Energiepolitisch manifestiert sich diese Absicht derzeit vor allem in der EU Richtlinie zu Biokraftstoffen, die für die einzelnen Mitgliedsländer eine Mindestzielquote von 5,75% für das Jahr 2010 vorgibt und die aktuelle Diskussion auf Bundesebene um eine Beimischungspflicht¹⁶.

¹⁶ Mit Beschluss eines entsprechenden Gesetzesentwurfs des Bundeskabinetts vom 23.8.2006, ist die Einführung einer Biokraftstoffquote auf den Weg gebracht. Danach muss der Mindestanteil von Biokraftstoffen ab 2007 bei Dieselkraftstoffen auf den Energiegehalt gerechnet 4,4 % betragen, beim Benzin 2 % und ab 2010 3%. Zusätzlich wurde eine Gesamtquote auf mindestens 5,7 % in 2009 und mindest 6 % in 2010 festgelegt.

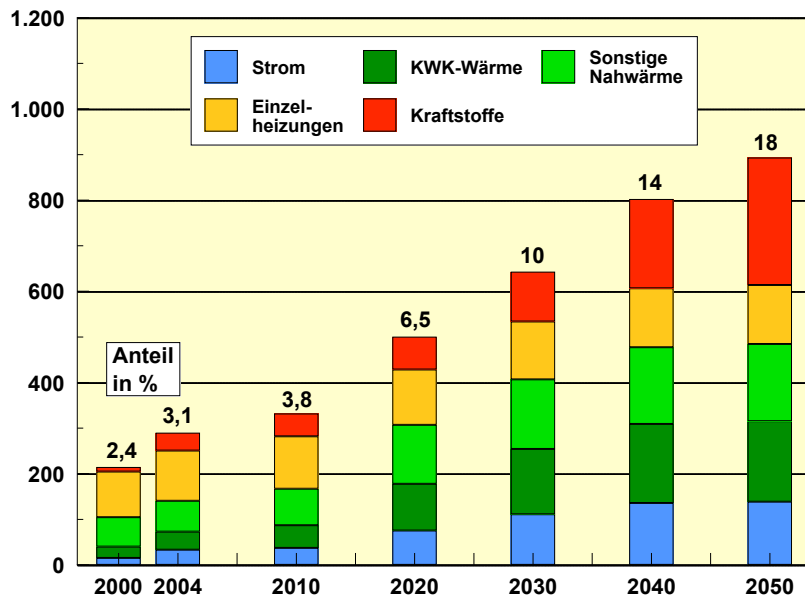


Abbildung 13: Einsatz von Biomasse zur Deckung des Endenergiebedarfs in den verschiedenen Bereichen in PJ

Abbildung 14 zeigt zunächst die Annahmen im Szenario NaturschutzPlus II bezogen auf die Beiträge der erneuerbaren Energien zur Wärmeversorgung. Dabei kommt perspektivisch vor allem der Ausweitung der netzgebundenen Wärmeversorgung eine hohe Bedeutung zu, kurzfristig bereits auf der Basis von Biomasse, später dann auch über größere Kollektoranlagen und Geothermie (zur strukturellen Voraussetzung von Nahwärmenetzen für den Ausbau erneuerbarer Energien vergleiche nachfolgendes Kapitel). Zum Ende des Betrachtungszeitraums erfolgt 76,4% der Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien über Nahwärmenetze.

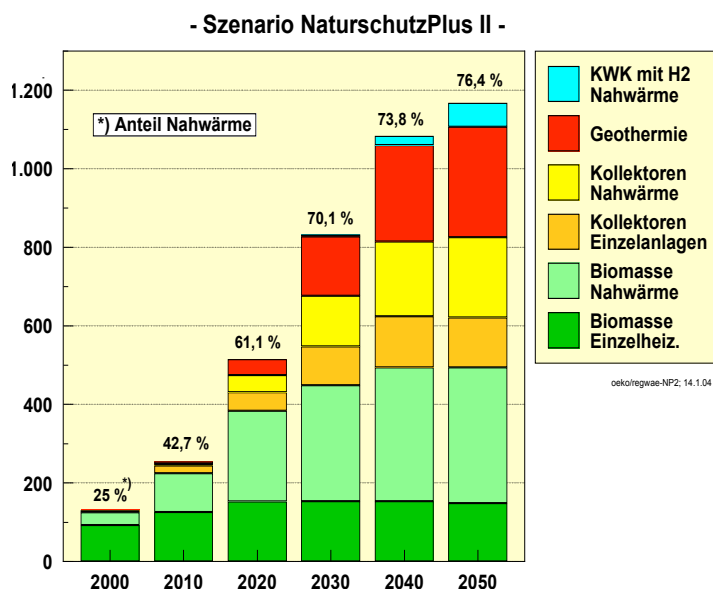


Abbildung 14: Entwicklung der Beiträge erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung (Endenergie in PJ) im Szenario NaturschutzPlus II [BMU 2004]

Angegeben ist in Abbildung 14 die Endenergie, d.h. die Mengen an Brennstoffen, die an die Endkunden verkauft werden, um die Wärme zu erzeugen. Bei den erneuerbaren Energien ist

die durch sie ersetzte Menge an Brennstoffen angegeben. Dazu wurden folgende mittlere Wirkungsgrade für die Heizkessel angenommen: Von 85% für das Jahr 2000 steigend bis auf 96% im Jahr 2050.

Unter „Nahwärme“ ist hier nur der erneuerbare Anteil der Wärme angegeben, der über Nahwärmenetze verteilt wird. Hinzu kommen fossile Anteile für Spitzenkessel, welche an kalten Wintertagen mit zur Erzeugung von Wärme herangezogen werden. Als grober Schätzwert kann davon ausgegangen werden, dass der Anteil des Spitzenkessel an der Wärmeerzeugung bei einem Netz, dass hauptsächlich mit Biomasse oder Geothermie beheizt wird, bei 15% liegt und bei solarer Nahwärme (Kollektoren) bei 50%.

Für den Wärmemarkt führt dies insgesamt zu einer gegenüber heute deutlich veränderten Struktur (vgl. Abbildung 15). Im Szenario NaturschutzPlus II erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung von rund 2,2% im Jahr 2000 auf 35,0% im Jahr 2050 ohne und 39,3% mit Einbeziehung der Biomasse-KWK. Detaillierte Zahlen zum Beitrag der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung finden sich im Anhang.

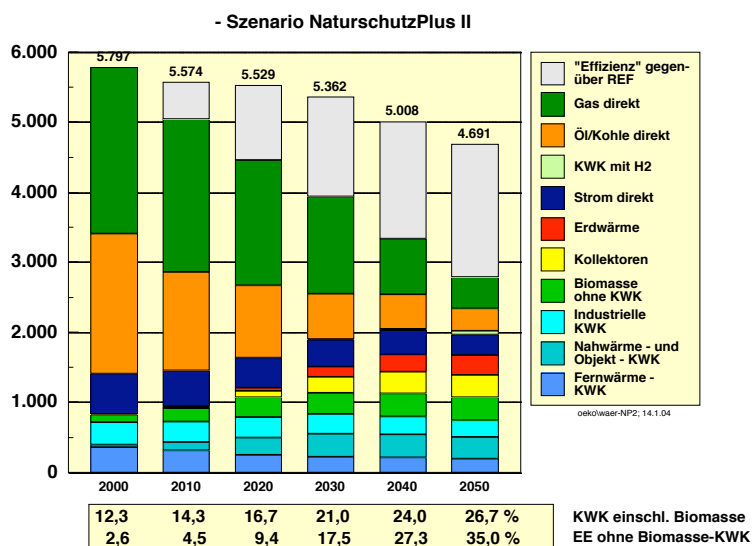


Abbildung 15: Entwicklung des Wärmemarktes im Rahmen des Szenarios NaturschutzPlus II (Endenergie in PJ) im Zeitverlauf (BMU 2004)

Die Szenarioanalysen zeigen, dass aus Gesamtsicht der Energieeffizienz eine besondere und zentrale Bedeutung für die Erreichung engagierter Klimaschutzziele zukommt. Dies gilt insbesondere kurz- bis mittelfristig. Zwei Drittel bis drei Viertel der notwendigen CO₂-Minderung kann und muss bis 2030 durch effiziente Energieverwendung („Energiesparen“) erbracht werden (vgl. Abbildung 15). Im Jahr 2050 tragen dann die erneuerbaren Energien mit etwa 40 Prozent ganz maßgeblich zum CO₂-Minderungsziel von 80 Prozent bei. Entscheidenden Anteil hat daran auch die regenerative (Nah-)Wärmeversorgung. Jenseits der netzgebundenen Wärmeversorgung auf regenerativer Brennstoffbasis leistet schließlich auch die fossile KWK einen maßgeblichen Minderungsbeitrag.

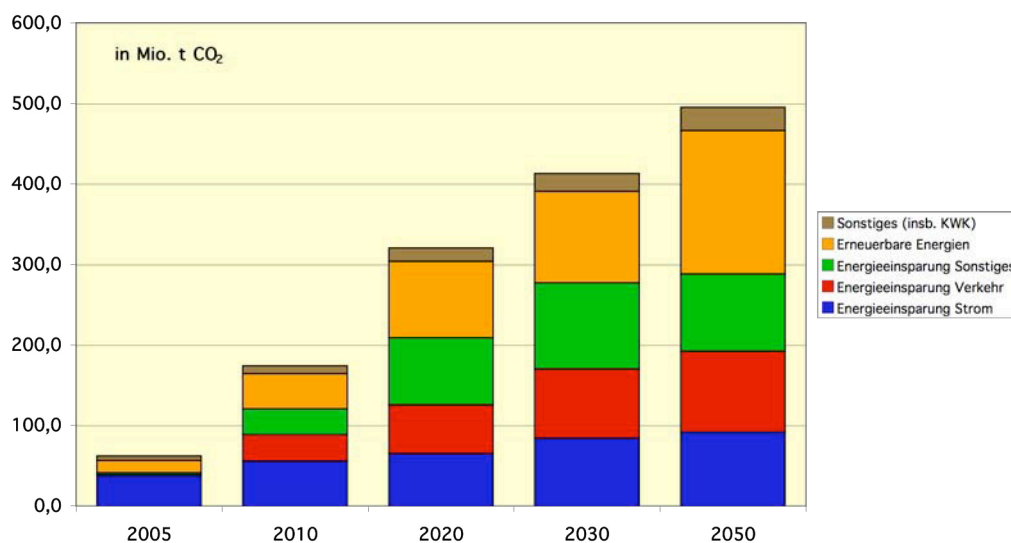


Abbildung 16: CO₂-Minderungsbeiträge im Nachhaltigkeitsszenario im Vergleich zum Jahr 1998

Auch im Rahmen der AGFW-Studie zur „Pluralistischen Wärmeversorgung“ sind Klimaschutzszenarien erarbeitet worden [AGFW 2004]. Dabei wurde eine kürzere Zeitspanne betrachtet und für das Jahr 2020 von einem CO₂-Reduktionsziel von 40% gegenüber dem Niveau des Jahres 1990 ausgegangen. Hinsichtlich der Fernwärmenachfrage unterscheidet sich das Niveau in der Klimaschutzvariante im Vergleich zu dem dort ausgeführten Referenzszenario nur geringfügig. Die Fernwärmenachfrage liegt unter den Klimaschutzbedingungen um 12 PJ bzw. 3,5 % im Jahr 2020 höher. Möglich wird dies durch weitere Verdichtungen in bestehenden Netzen, geringen Zubaumaßnahmen und der Ausweitung der Nahwärmebereitstellung. Für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen resultiert aus der Klimaschutzvorgabe eine signifikante Veränderung. Im Vergleich zur Referenzentwicklung stellt sich im Jahr 2020 eine um 27 TWh (entsprechend 30%) höhere KWK-Stromerzeugung ein. Höhere Beiträge resultierten einerseits proportional zur Erhöhung der Fernwärmenachfrage, eine weitere Erhöhung der Stromkennzahl und steigende Beiträge der industriellen KWK zurückzuführen.

4.2 Nahwärmenetze als strukturelle Voraussetzung für den Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt

Nahwärme bietet bei der Nutzung erneuerbarer Energien erhebliche Vorteile. Ein großer Teil des Potenzials der erneuerbaren Energien wird sich ohne eine starke Zunahme der mit Nahwärme versorgten Siedlungsgebieten nicht nutzen lassen. Dies gilt – wie im Folgenden aufgezeigt – für jede der drei Energiequellen Biomasse, solarthermische Kollektoren und Geothermie.

4.2.1 □ Biomasse

Die Abgaswerte von modernen Holzkesseln konnten in den letzten zehn Jahren sehr deutlich verbessert werden. Wenn sie mit qualitativ hochwertigem Brennstoff betrieben werden (z.B. Pellets gemäß DIN-Norm) ist ein bisher häufig von Kommunen ausgesprochenes Verbrennungsverbot für feste Brennstoffe nicht mehr angemessen.

Dennoch reichen auch die Abgaswerte heutiger Holzkessel nicht an die Werte moderner Gas- oder Ölkessel heran. Wird eine weitere Abgasreinigung angestrebt¹⁷, so ist der Einbau zusätzlicher Anlagen zur Abgasreinigung nötig. Dies verursacht erhebliche zusätzliche Kosten, welche nur bei Großfeuerungen (ab ca. 2 MW Feuerungsleistung) wirtschaftlich vertretbar sind. Einzelne Wärmeabnehmer mit derart großem Wärmebedarf sind selten. Daher können diese großen, besonders abgasarmen Anlagen fast nur in Nahwärmenetzen eingesetzt werden. Diese Anlagen haben dann allerdings den zusätzlichen Vorteil, dass sie auch mit problematischeren Brennstoffen, wie z.B. vereister Rinde (und mit höherem Aufwand auch für Stroh) befeuert werden können, ohne dass die bei Großfeuerungen ohnehin strenger Emissionsgrenzwerte überschritten werden. Diese Brennstoffe sind wesentlich billiger und auch in größeren Mengen verfügbar als Holzpellets. Auch ist ein größerer Kessel billiger als viele kleine. Wie sich die Wirtschaftlichkeit von Nahwärme aus Biomasse insgesamt darstellt, hängt von den Kosten für den Bau des Nahwärmesystems und den Anschlussgraden innerhalb der versorgten Siedlung ab. In Deutschland ergaben sich bisher normalerweise höhere Kosten als bei der Beheizung aus fossilen Einzelkesseln, in Dänemark dagegen sind die Kosten für Nahwärme aus Holzhackschnitzeln typischerweise geringer als bei der konventionellen Variante (siehe Abschnitt 3.4).

Neben der Luftreinheit und dem billigen Brennstoff sprechen zwei weitere Gründe für Nahwärme aus Biomasse:

- Besonders effizient wird der Brennstoff Holz ausgenutzt, wenn nicht nur Wärme sondern auch Strom erzeugt wird. Dies ist mit heutiger Technik nur in großen Anlagen mit entsprechend großen Mengen an (Ab-)Wärme möglich, welche sich nur über ein Nahwärmenetz weiterverteilen und nutzen lässt.
- Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen kann die beim Betrieb des Biogas-BHKWs anfallende Wärme nur zu einem Teil auf dem Hof selbst genutzt werden. Dieses Problem verstärkt sich noch, wenn – wie in jüngster Zeit aufgrund der neuen Regelungen des EEG üblich – neben der auf dem Hof anfallenden Gülle auch nachwachsende Rohstoffe (meist Mais) mit vergoren werden. Mehrere Projekte zur Nutzung dieser überschüssigen Wärme im benachbarten Ort mittels eines Nahwärmenetzes sind in Planung und teilweise auch bereits realisiert.

¹⁷ Der Hauptgrund, warum Biomasse-Nahwärmenetze in Südtirol, Österreich und vereinzelt auch in Deutschland (Reit im Winkl) aufgebaut wurden, war die Luftreinhaltung. Meist wegen des Wintertourismus, teilweise auch wegen Atemwegserkrankungen besonders bei Kindern.

4.2.2 □ Solarthermische Kollektoren

Brauchwasser zum Duschen etc. lässt sich in den Sommermonaten besonders günstig solar erwärmen. Über das ganze Jahr gemittelt liegt der typische solare Deckungsanteil für derartige Anlagen bei 60%. Gemessen am gesamten Wärmebedarf eines Gebäudes ist dies allerdings nur ein geringer Anteil, nämlich nur ca. 8% des Bedarfs für Raumwärme und Warmwasser. Mit etwas höherem Aufwand kann auch noch ein Teil des Raumwärmebedarfs solar gedeckt werden. Wirtschaftlich vertretbar ist hier die solare Deckung eines weiteren Anteils von nochmals ca. 8%, sodass der gesamte solare Deckungsanteil bei etwa 16% liegt.¹⁸

Werden höhere Deckungsanteile angestrebt, nehmen Aufwand und Kosten rasch zu, u.a. weil der notwendigerweise größer werdende solare Wärmespeicher nicht mehr in den Keller passt. Größere Potenziale können mit sehr großen außerhalb der Gebäude befindlichen Speichern erschlossen werden. Dabei kann z.B. das Erdreich als billiges Wärmespeichermedium genutzt werden. Ein derartiger großer, zentraler Speicher ist kostengünstiger als viele kleine Solarspeicher in jedem Keller einer Siedlung. Außerdem kühlen große Speicher nur sehr langsam ab, sodass Sonnenwärme aus dem Sommer bis in den Winter gespeichert werden kann. Sinnvoll einsetzbar sind die großen Speicher aber nur, wenn eine hinreichend große Anzahl von Verbrauchern über ein Nahwärmenetz zusammengefasst und angeschlossen wird. Der Ausbau von Nahwärmenetzen ist somit eine strukturelle Voraussetzung, um die angestrebten solaren Beiträge zur zukünftigen Wärmeversorgung technisch und wirtschaftlich realisieren zu können.

Zusätzlich eröffnet das Nahwärmesystem die Möglichkeit, für die Installation der Kollektoren anstelle der kleinen Dächer einzelner Häuser die großen Flächen auf unbeheizten Hallen, an Lärmschutzwällen, bei Parkplatzüberdachungen oder an sonstigen besonnten und bisher ungenutzten Flächen zu nutzen. Dabei lassen sich typischerweise Mengenrabatte für die Kollektormodule sowie günstigere spezifische Installationskosten erreichen.

4.2.3 □ Geothermie

Die Temperatur im Untergrund nimmt mit zunehmender Tiefe um typischerweise 30 K/km zu. Um Temperaturen zu erreichen, die für eine Wärmenutzung interessant sind, müssen die Bohrlöcher für die Erschließung einer geothermischen Wärmequelle daher wenigstens 2 km tief sein. Für die Stromerzeugung sind höhere Temperaturen notwendig, die zugehörige Mindestdiefe der Bohrlöcher steigt daher auf etwa 4.000 m an.

Um trotz der hohen Bohrkosten einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, müssen je Bohrung sehr große Wärmemengen erschlossen werden. Entsprechend groß muss der Bedarf der Wärmeabnehmer sein. Ein derartiger Bedarf lässt sich fast nur durch die Zusammenfassung mehrerer Verbraucher über ein Nahwärmenetz erreichen.

Auch bei der derzeit häufiger diskutierten geothermischen Stromproduktion fallen große Mengen an Abwärme an. Denn selbst bei einer Teufe von 5.000 m in geothermisch günsti-

¹⁸ Der optimale solare Deckungsanteil ist u.a. abhängig von der Wärmedämmung eines Gebäudes. Je besser die Wärmedämmung, desto höher der anzustrebende solare Deckungsanteil am Bedarf für Raumheizung und Warmwasser.

gen Gebieten wie dem Rheingraben ist die Untergrundtemperatur mit ca. 200 °C noch so niedrig, dass eine Stromerzeugung nur mit einem Wirkungsgrad von ca. 12% möglich ist. Die übrigen 88% der geförderten geothermischen Wärmemenge kann in einem Nahwärmenetz genutzt werden. Anderenfalls muss die Abwärme weggekühlt werden. Für die Wirtschaftlichkeit von Strom aus geothermischen Anlagen ist es entscheidend, ob die Abwärme gewinnbringend genutzt werden kann oder ob sie mit zusätzlichen Kosten weggekühlt werden muss.

Ohne den Ausbau von Nahwärmesystemen ist das Potenzial der Geothermie verschwindend gering. Mit einem verstärktem Ausbau von Nahwärmesystemen ist die Nutzung von geothermischer Wärme dagegen an nahezu jedem Ort Deutschlands denkbar. Dies unterstreicht nochmals die strukturelle Bedeutung von Nahwärme für umfassende zukünftige Beiträge erneuerbarer Energien zum Wärmemarkt.

Der Aufbau von Nahwärmesystemen ist für eine umfassende Nutzung von erneuerbaren Energien nahezu unverzichtbar. Dieser Ausbau benötigt viel Zeit und muss daher schon beim Zuschnitt heutiger Lenkungsinstrumente berücksichtigt werden.

5 Synoptische Übersicht über den Stand der Forschung

5.1 Technische Möglichkeiten der Bereitstellung von Fern- und Nahwärme

5.1.1 □ Prinzipieller Aufbau eines Fern- oder Nahwärmesystems

Bei Fern- und Nahwärmesystemen wird in einer Heizzentrale heißes Wasser erzeugt, welches über isolierte Rohleitungen zu den Verbrauchern in den angeschlossenen Gebäuden geleitet wird (Abbildung 17). Von den meist in der Straße verlaufenden Hauptleitungen zweigen die Hausanschlussleitungen ab, welche durch eine wasserdichte Mauerdurchführung in die Keller der angeschlossenen Gebäude geführt wird.

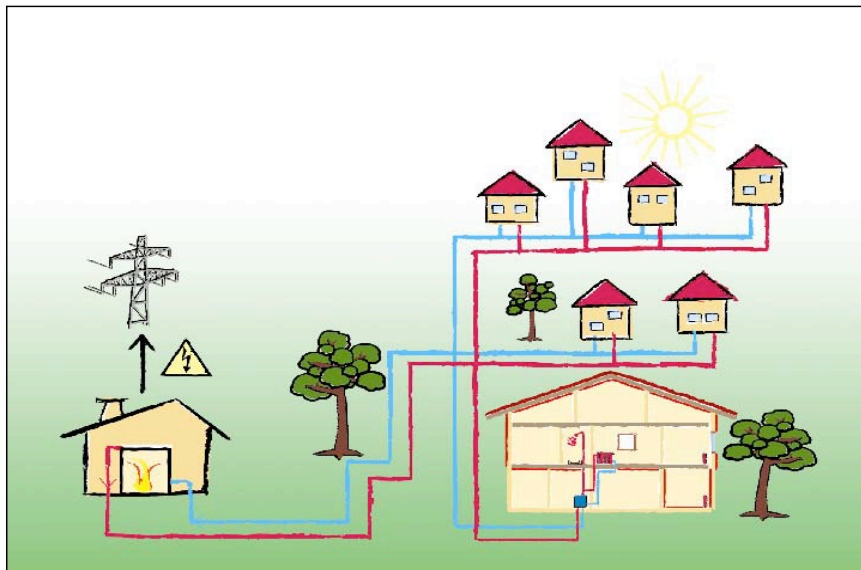


Abbildung 17: Prinzip eines Nahwärmesystems

Innerhalb des Gebäudes wird die Nahwärmeleitung über eine sog. Hausstation an die Brauchwasserbereitung und an das hausinterne Verteilnetz angeschlossen, durch welches die Heizkörper mit Wärme versorgt werden.

Sowohl für die Wärmeleitungen als auch für die Hausstationen gibt es verschiedene Varianten mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen. Vor- und Nachteile sowie den damit verbundenen Forschungs- und Entwicklungsthemen.

5.1.2 □ Rohrleitungssysteme

Allen Rohrleitungssystemen ist gemeinsam, dass sie zu möglichst geringen Kosten verlegt werden und zu möglichst geringen Wärmeverlusten führen sollen.

Die Kosten für die Verlegung von Fernwärmeleitungen sind in Deutschland vergleichsweise hoch. Insbesondere in den skandinavischen Ländern, in denen Fernwärme sehr verbreitet ist, ergeben sich Verlegekosten, die bei den kleineren Leitungsdurchmessern um den Faktor drei günstiger sind als in Deutschland. Abbildung 18 zeigt einen Vergleich mit den finnischen Verlegekosten.

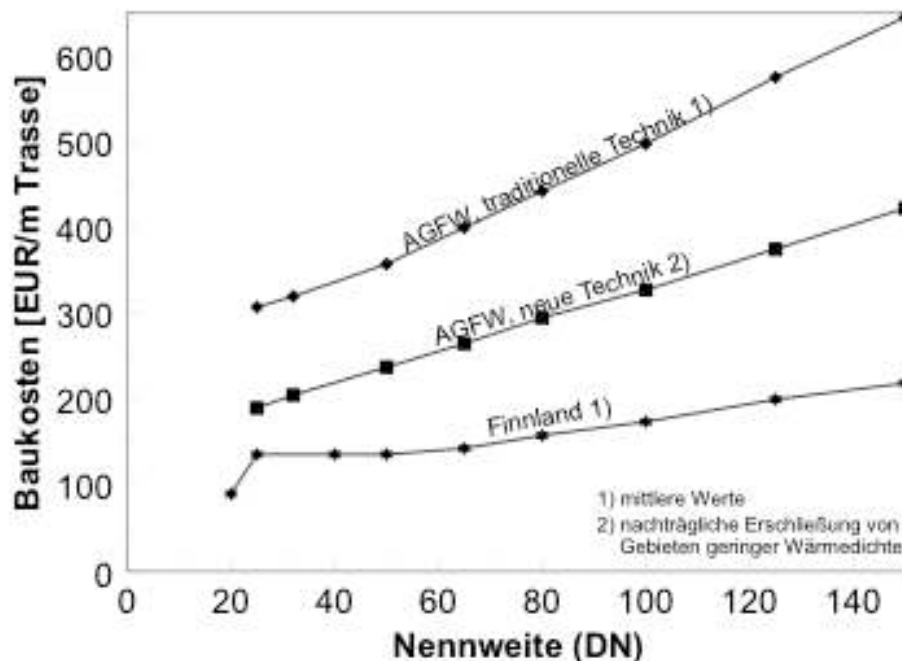


Abbildung 18: Vergleich der Baukosten in Deutschland und Finnland [Sirola 2004; AGFW 1997].

Auch in Deutschland können zukünftig noch geringere Kosten erreicht werden. Wege hierzu wurden bereits in einem Forschungsvorhaben der AGFW nachgewiesen, dessen Ergebnisse ebenfalls in Abbildung 18 dargestellt sind. Neben technischen Möglichkeiten zur kostengünstigeren Leitungsverlegung, die sich in den Forschungsergebnissen der AGFW-Studie spiegeln, gibt es auch eine Vielfalt von organisatorischen Möglichkeiten. Nachteilig sind nach [Alstom 2005] der in Deutschland übliche Einkauf nach Stücklisten, deutsche Sondernormen und die hierzulande außergewöhnliche Kontrollanforderungen. Auch die in Deutschland üblichen Vergabeverfahren (z.B. Vergabe von kleinen Losen anstelle von Großaufträgen, bei denen dann nur noch die spezifischen Kosten je Meter Leitungslänge ausgehandelt werden) dürften sich kostensteigernd auswirken.

Eine technisch relativ junge, aus Schweden kommende Entwicklung, welche sowohl die Kosten als auch die Wärmeverluste verringert, ist das Duo-Rohr, bei welchem Vor- und Rücklauf gemeinsam in einer Leitung integriert sind. Es muss nur noch eine Leitung verlegt werden, sodass ein schmaler und flacher Graben mit weniger Erdaushub möglich wird. Außerdem ergibt sich durch die Verwendung des Duo-Rohr eine bessere Wärmedämmung, sodass auch die Wärmeverluste verringert werden. Bei fortgeschritteneren Systemen ist das Duo-Rohr eiförmig gestaltet, wobei die heiße Vorlaufleitung auf der dickeren, besser isolierten Seite des „Ei's“ verläuft. Noch weitergehende Überlegungen sehen eine dritte, dünnere Leitung innerhalb der gleichen Ummantelung vor, welche im Normalbetrieb als Vorlauf dient und aufgrund ihrer Abmessungen nur noch geringe Wärmeverluste aufweist. Die bisherige dickere Vorlaufleitung wird nur noch an den kältesten Tagen des Jahres zur Deckung von Spitzenlasten benötigt und wird in der übrigen Zeit stillgelegt, sodass sie die meiste Zeit keine Verluste mehr verursacht [Bruus 2004].

Mit Hilfe von Duo-Leitungen wird in Dänemark versucht, mit der Fernwärmeversorgung in Gebiete mit noch geringerer Wärmedichte als bisher vorzustoßen. Bisher lag die Grenze der Wirtschaftlichkeit gegenüber individuellen Ölzentralheizungen bei einer Trassenbelegung von $220 \text{ kWh}/(\text{a} \cdot \text{m}_{\text{Trasse}})$ (= Quotient aus verkaufter Wärme und Trassenlänge). Durch die beschriebenen Verbesserungen soll diese Grenze bis auf $140 \text{ kWh}/(\text{a} \cdot \text{m}_{\text{Trasse}})$ gesenkt werden. In Deutschland liegen die Trassenbelegungen selbst in Fernwärmenetzen, die sich am unteren Rand der hierzulande realisierten Wärmedichten befinden, noch bei $800 \text{ kWh}/(\text{a} \cdot \text{m}_{\text{Trasse}})$ (Ingolstadt /MVV 2005/). Der deutsche Mittelwert liegt bei $4\,050 \text{ kWh}/(\text{a} \cdot \text{m}_{\text{Trasse}})$ /Hauptbericht 2004/, der dänische bei $973 \text{ kWh}/(\text{a} \cdot \text{m}_{\text{Trasse}})$.

Weitere Forschungsvorhaben befassen sich speziell mit der Stabilität der Wärmeleitfähigkeiten des PU-Schaums, welcher bei der Dämmung von Fernwärmeleitungen eingesetzt wird. Hier mussten in der Vergangenheit neue Treibmittel gefunden werden. Die früher als Treibmittel verwendeten FCKW dürfen nicht mehr eingesetzt werden, da diese Gase die Ozonschicht zerstören. Als Ersatz kommen Gase mit geringer Wärmeleitfähigkeit, insbesondere CO_2 oder Cyclopentan in Frage. CO_2 ist das billigere Gas, der anfängliche Nachteil gegenüber Cyclopentan ist nur gering. Da aber das CO_2 -Gas in der Wärmedämmung durch Diffusion wesentlich schneller durch normale Umgebungsluft ersetzt wird als Cyclopentan, kann sich die anfänglich geringe Differenz von 3% nach 10 Jahren auf über 25% erhöhen. Diese Differenz nimmt langfristig wieder ab, da schließlich auch das Cyclopentan durch Luft ersetzt wird. Im Mittel über 30 Jahre kann mit einer Differenz von knapp 20% gerechnet werden [Jarfelt 2004].

Eine weitere Möglichkeit, die Wärmeverluste in Fernwärmeleitungen zu verringern, besteht in der Verwendung von Bettungsmaterialien mit geringer Wärmeleitfähigkeit. Neu auf dem Markt ist hier ein Thermosand, welche aus gemahlenem und danach gebranntem Abraumaterial aus Kohlefördergebieten hergestellt wird. Durch die Einbettung in dieses Material kann ein Leitung der Dämmserie 1 (normale Wärmedämmung) die gleichen Verlustwerte erreichen wie eine Leitung der Dämmserie 3 (extra starke Wärmedämmung) [EH&P 2006].

Weitere Forschungen zur Kosteneinsparung bei der Verlegung von Fernwärmeleitungen befassen sich mit fließfähigem Einbettungsmaterial anstelle von Sand („Weimarer Bodenmörtel“ [Krausewald 2004]) und der Nutzung von schmalen Gräben. Durch flachere und schmalere Gräben, welche in verkehrsarmen Straßen noch hinreichend Schutz für die Leitungen bieten, kann fast die Hälfte des Aushubs eingespart werden [Dahlgren 2004].

Ein weiteres Thema, welches sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Wärmeverluste betrifft, ist die Schadensüberwachung. Häufig wird hierfür eine in die Fernwärmeleitungen integrierte Lecküberwachung verwendet, welche auf Änderungen der elektrischen Leitfähigkeit des PU-Schaums aufgrund von Durchfeuchtung reagiert. Eine andere, bei geringerer Schadenshäufigkeit kostengünstigere Möglichkeit ist die Überwachung der Fernwärmetrassen mit Thermografie. Etwaige Wärmelecks können so mit Infrarot-Kameras an der Straßenoberfläche detektiert werden. Eine sehr schnelle und kostengünstige Möglichkeit wird in [MVV 2003] beschrieben. Innerhalb von nur zwei Winternächten konnten aus einem Flugzeug der Zustand von 240 km Fernwärmetrasse in den Neuen Bundesländern überprüft werden.

Kunststoffmantelrohre (KMR)

Seit Ende der 60er Jahre verdrängen Kunststoffmantelrohre (industriell vorgefertigte Verbundrohre aus äußerem PE-Mantel, innerem (starren) Stahlrohr und dazwischen liegendem PU-Schaum als Wärmedämmung) das bis dahin üblichen Haubenkanalverfahren, bei welchem die Wärmedämmung erst nach der Verlegung der Stahlrohre angebracht wurde. Heute hat heute diese Rohrart einen Marktanteil von 70% erreicht [AGFW 2005c]. Die damals auf 35 Jahre geschätzte Lebensdauer dieser Rohre wurde inzwischen erreicht. Aus dem heutigen Zustand dieser alten Rohre wird auf eine Gesamtlebensdauer der KMR von bis zu 60 Jahren geschlossen [ZfK 2006]. Das schadensanfälligste Bauteil der KMR sind die Verbindungen zwischen den an der Baustelle angelieferten Rohrstücke. Die jährliche Schadenshäufigkeit ist relativ gering und hat seit 1996 weiter abgenommen von 40 auf nur noch 15 Schäden je 100 km Trasse. Insbesondere die Muffensysteme, mit denen der Mantel zweier Rohrstücke verbunden wird, sind deutlich zuverlässiger geworden. Allerdings werden die Schäden heute zu einem späteren Zeitpunkt als noch vor 10 Jahren entdeckt; früher noch innerhalb der Gewährleistungsfrist der Bauunternehmen, heute meist erst danach. Dies wird auf über das Ziel hinausschießende Einsparungen der Fernwärmeunternehmen im Bereich der Qualitätssicherung zurückgeführt [AGFW 2005c].

Ein kostentreibender Faktor beim Bau von Fernwärmenetzen ist die Kompensation von Temperaturspannungen, welche beim Aufwärmen oder Abkühlen der Stahlrohre entstehen. Gemäß den in Deutschland geltenden technischen Regeln werden daher die Rohrleitungen vorgewärmt, bevor der Graben, in welchem sie verlegt werden, wieder verfüllt wird. Die Rohre sind dann im erkalteten Zustand bereits soweit vorgespannt, dass beim Aufheizen auf Betriebstemperatur keine Verformungen der Stahlrohre mehr auftreten können. Im Rahmen des AGFW-Projektes „Neuartige Wärmeverteilung“ [AGFW 1997] wurde vor 10 Jahren in Weimar mit Tests begonnen, bei welchen auf diese Vorspannung verzichtet wurde. Diese sog. Kaltverlegung hat zur Folge, dass sich die Stahlmediumrohre der KMR beim ersten Aufheizen plastisch verformen können. Die Erwartung, dass diese Verformungen keinen Einfluss auf die Funktionsfähigkeit der Leitungen haben wird, hat sich während der gesamten Laufzeit der Tests bis heute bestätigt [Krausewald 2004]. Ein wichtiger Vorteil der Kaltverlegung ist, dass ein langwieriger Arbeitsschritt bei der Rohrverlegung entfallen kann und somit sog. Tagesbaustellen in den Bereich des Möglichen kommen, d.h., dass die Gräben noch am selben Tage wieder verfüllt werden können an dem sie aufgerissen wurden. Dies hat erhebliche Einsparungen bei der Nachtsicherung der Baustelle und auch bei der sonst notwendigen Bereitstellung von behelfsmäßigen Garageneinfahrten zur Folge. Es hat allerdings den Anschein, dass das kostengünstige Verfahren der Kaltverlegung außerhalb Weimars bisher kaum genutzt wird.

Flexible Rohrleitungen

Flexible Rohrleitungen eignen sich besonders für Hausanschlüsse, da hier deren Vorteile, nämlich das einfache Umfahren von Hindernissen, besonders stark zur Geltung kommt. Auch ein thermisches Vorspannen ist bei flexiblen Leitungen in jedem Fall unnötig. Zusätzlich lassen sich gerade für die kleinen Nennweiten, wie sie für Hausanschlüsse benötigt werden, flexible Rohrleitungen mit engen zulässigen Biegeradien besonders einfach herstellen.

Ein Nachteil von flexiblen Rohrleitungen sind die teuren metallischen Fittings, welche für Abzweige oder das Aneinanderfügen von zwei flexiblen Leitungen benötigt werden. Kostenvorteile der flexiblen Leitungen beschränken sich daher tendenziell auf Rohrdurchmesser kleiner DN 65, da in diesem Bereich die Fittings noch relativ klein und kostengünstig sind.

Es gibt verschiedenen Typen von flexiblen Leitungen, welche sich hauptsächlich durch das Material unterscheiden, aus welchem das sog. „Mediumrohr“ im Inneren der Leitung, durch welches das Fernwärmewasser fließt, unterscheiden. Die Mediumrohre können aus weichem (ausgeglühtem) Kupfer, aus Edelstahl-Wellrohr oder aus Kunststoff (PEX oder Polybutylen) hergestellt sein. Flexible Leitungen mit „Plastik“-Mediumrohr (PMR) sind am kostengünstigsten. Sie sind aber bei der Temperaturbelastung auf maximal 90 °C beschränkt. Außerdem sind möglicherweise Problembereiche wie die Diffusion von Sauerstoff durch die Kunststoffwand des PMR in das Fernwärmewasser und die daraus möglicherweise resultierenden Schäden infolge von Korrosion in den Kundenanlagen oder die Diffusion von Wasser aus dem Mediumrohr in die Wärmedämmung noch nicht abschließend geklärt. Die Verwendung von PMR ist in Deutschland noch relativ selten, in Dänemark dagegen, wo auf die Hausanschlüsse ein viel größerer Anteil am Verteilnetz entfällt als in Deutschland, kommt diese Rohrart üblicherweise zum Einsatz.

Etwa ein Drittel aller Kosten beim Bau von Fernwärmeleitungen entfallen allein auf den Aufbruch und die Wiederherstellung der Straßenoberfläche [MVV 2005]. Diese und weitere Kostenpositionen können mit grabenfreien Verlegeverfahren eingespart werden, bei welchen die Leitungen unterirdisch und ohne Aufbrechen der Oberfläche verlegt werden. Dies verringert auch die Belästigung der Baustellenanwohner erheblich. Untersuchungen der Stadtwerke Mannheim [Göhler 2004] zeigen, dass bei der Verlegung von Fernwärmeleitungen DN 100 gegenüber der traditionellen Verletechnik in offenen Gräben durch das sog. Horizontalspühlbohrverfahren ein Drittel der Gesamtkosten eingespart werden können. Dieses technisch sehr elegante Verfahren hat auf der kaufmännischen Seite schwere Rückschläge hinnehmen müssen aufgrund krimineller Machenschaften bei der Buchführung der die Bohrgeräte herstellenden und vertreibenden Firma (Flowtex).

Ein schon länger gebräuchliches Verfahren zur grabenfreien Verlegung ist die Nutzung von sog. Erdraketen. Bei diesem Verfahren wird die Erde – anders als beim Spühlbohrverfahren – nicht entfernt sondern verdrängt bzw. komprimiert. Es eignet sich daher nur für kleinere Bohrungsdurchmesser, also insbesondere für Hausanschlüsse. Ein Nachteil dieses Verfahrens ist, dass der Weg des mit Druckluft vom Baustellenkompressor angetriebenen „Rakete“ zwar verfolgt, aber die Richtung des Bohrfortschritts nach Beginn der Bohrung nicht mehr beeinflusst werden kann. So können z.B. Steine die Rakete von ihrem geplanten Weg von Kopfloch zu Kopfloch ablenken.

Alle grabenfreien Verfahren beinhalten gegenüber dem traditionellen Verfahren zusätzliche Risiken, die aus der wechselnden Beschaffenheit der Böden resultieren.

5.1.3 □ Hausstationen

Die Fernwärmeleitungen enden in den Hausstationen, welche sich häufig im Keller des mit Wärme versorgten Gebäudes befinden. Ebenso wie durch einen Öl- oder Gaskessel wird von der Hausstation aus das Gebäude mit Raumwärme und Warmwasser versorgt.

Anschlussarten

Es gibt je zwei verschiedenen Anschlussarten sowohl für die Raumwärme- als auch für die Warmwasserversorgung. Beim „direkten“ Anschluss fließt durch die Heizkörper des Gebäudes das gleiche Wasser wie in den Fernwärmeleitungen. Beim „indirekten“ Anschluss ist der Heizungskreislauf des Gebäudes durch einen Wärmeübertrager von dem Fernwärmekreislauf getrennt. Die Erwärmung von Brauchwasser kann entweder im Durchlaufverfahren in einem Wärmetauscher im Moment der Zapfung erfolgen. Ein Wärmespeicher ist dann nicht erforderlich. Oder es wird ein Wärmespeicher aufgeheizt, wobei nur ein kleinerer Wärmeübertrager erforderlich ist. Am kostengünstigsten ist der direkte Anschluss mit Warmwasserbereitung nach dem Durchflussprinzip.

Der kostengünstigsten Anschlussart stehen folgende Nachteile gegenüber:

- Erhöhte Anforderungen an die Druckfestigkeit und Dichtigkeit der Heizkörper,
- Die Zapfmenge an Warmwasser ist durch die Leistungsfähigkeit des Wärmeübertragers begrenzt. Gelegentlich wird auch von Temperaturschwankungen des Duschwassers aufgrund träger Regelungen in der Hausstation berichtet,
- Bei der Warmwasserbereitung nach dem Durchflussprinzip werden kurzfristig hohe thermische Leistungen nachgefragt. Gemittelt über alle angeschlossenen Gebäude gleichen sich diese Spitzenleistungen aber weitgehend aus. In den deutschen technischen Regelwerken wird dieser über einen sog. Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigte Ausgleich aber nicht hinreichend gewürdigt, sodass die Planer Leitungen und Heizzentrale größer als eigentlich notwendig auslegen müssen, wenn sie sich gegen Schadensersatzforderungen aufgrund fehlerhafter Systemauslegungen absichern wollen.

Fernablesung und Fernsteuerung

Für die Abrechnung muss beim Kunden der Verbrauch von Fernwärme gemessen werden. Hier sind verschiedene Formen möglich. In der einfachsten Variante, welche früher in Dänemark sehr verbreitet war, wurde nur ein Wassermengenzähler im Rücklauf des Hausanschlusses angebracht und jährlich abgelesen. Heute werden typischerweise Wärmemengenzähler eingesetzt. Diese können mit Signalleitungen mit der Zentrale des Fernwärmeversorgers verbunden sein, so dass eine Fernablesung möglich wird. In der komfortabelsten Variante ist nicht nur eine Fernablesung des Zählers möglich sondern auch eine Steuerung der Hausstation, z.B. bezüglich der Vorlauftemperatur im Hausverteilsystem oder dem Zeitpunkt einer Vollauffladung des Warmwasserspeichers. Durch die Fernübertragung von Massstrom und den Temperaturen im Vor- und Rücklauf der Hausstation werden auch Tarife möglich, die niedrige Rücklauftemperaturen begünstigen, was sich u.a. auf die Netzverluste günstig auswirkt. Auch für Solare Nahwärme, Geothermie und die Brennwertnutzung sind niedrige Rücklauftemperaturen sehr vorteilhaft.

Fernabfrage und Fernsteuerung der Hausstationen ermöglichen auch neue Angebote beim Kundenservice: Es kann eine Energieberatung erfolgen. Z.B. kann anhand von Vergleichen mit ähnlichen, ebenfalls an die Fernwärme angeschlossenen Gebäuden festgestellt werden wo offensichtlich unnötig Wärme verloren geht. Es gibt Beispiele, wo Schulen ihren Stundenplan an die Heizzentrale des Nahwärmenetzes übermitteln, anhand dessen von der Heizzentrale aus die Vorlauftemperaturen so eingestellt werden, dass automatisch eine unnötige Beheizung in den Zeiten verringert oder verhindert wird, zu denen keine Lehr- oder sonstigen Veranstaltungen stattfinden.

Die vielfältigen Konfigurationsmöglichkeiten von Hausstationen können sich auch ungünstig auswirken. In Deutschland gibt es zwischen den verschiedenen Fernwärmeversorgern teilweise deutlich unterschiedliche Anforderungen an die in ihren Netzen eingesetzten Hausstationen. Dies behindert eine Standardisierung und damit auch die kostengünstige industrielle Herstellung von Hausstationen in Großserien. Die AGFW versucht, hier einheitliche Standards zu schaffen.

Aufgrund der geringen Zubauraten in Deutschland im Bereich der Wärmenetze kommt der deutschen Fernwärmeforschung nur eine begrenzte Bedeutung zu. Dennoch wurden von der AGFW für Deutschland wichtige Forschungsgebiete identifiziert. Hierzu gehören neben den bereits weiter oben ausführlicher beschriebenen Themen [AGFW 2005c]:

- Untersuchungen des Einflusses von Feuchtigkeit in der Wärmedämmung auf die Restlebensdauer von KMR
- (Mechanische) Optimierung von T-Abzweigen
- Nutzung der KMR-Technologie für den Kälteeinsatz
- Praktischer Nachweise der Ansprechschwelle von Überwachungs-/Fehlerortungssystemen.

5.2 Auskopplung von Wärme aus Großkraftwerken inklusive der Frage der Entwicklung der Stromkennzahl

5.2.1 □ Perspektivische Entwicklung konventioneller fossiler Anlagen

Kondensations-GuD-Anlagen mit einer Blockleistung von 500 MW_{el} weisen mit rund 58 % den derzeit höchsten elektr. Wirkungsgrad aller verfügbaren Kraftwerkstechnologien auf. Bis zum Jahr 2030 wird noch eine Steigerung auf ca. 63 % erwartet. Kleinere GuD-Anlagen (200 MW_{el}), welche mit einer Entnahmekondensationsturbine im KWK-Modus gefahren werden, erreichen heutzutage Spitzenwerte von rund 54 % im reinen Kondensationsbetrieb (2030: 59 %) und noch 45 % bei max. Wärmeauskopplung. Bei unverändertem Gesamtwirkungsgrad von 89 % ist damit zu rechnen, dass die Stromkennzahl zukünftiger Anlagen an-

steigen wird und elektr. Wirkungsgrade bei max. Wärmeauskopplung von 47 % bis zum Jahr 2030 realisiert werden können¹⁹.

Moderne, große Dampfturbinen-Kohlekraftwerke erreichen heute elektr. Wirkungsgrade (im reinen Kondensationsbetrieb) von 47 %²⁰ (Steinkohle) bzw. 45 % (Braunkohle)²¹ [Enquete 2002]. Für weiter entwickelte Kraftwerke werden bis zum Jahr 2030 Wirkungsgradsteigerungen auf 52 % für einen 800 MW_{el}-Steinkohle-Block bzw. auf 50 % für einen 1.050 MW_{el}-Braunkohle-Block für technisch möglich gehalten. Für eine Steinkohle-KWK-Anlage mit Entnahmekondensations-Turbine ist perspektivisch eine Erhöhung des max. elektr. Wirkungsgrades von derzeit ca. 43 % auf 46 % in den nächsten 30 Jahren als realistisch anzusehen. Der Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung würde dann von 35 % auf 37 % anwachsen. Ähnlich wie bei den Erdgas-KWK-Anlagen wird auch bei zukünftigen Kohlekraftwerken von einer ansteigenden Stromkennzahl bei einem ebenfalls konstant bleibendem Gesamtwirkungsgrad (hier: 88 %) ausgegangen.

In Tabelle 7 sind die oben beschriebenen Annahmen zur Entwicklung zukünftiger Wirkungsgrade von Erdgas- und Kohlekraftwerken dokumentiert. Die dargestellten Wirkungsgradverbesserungen sind im wesentlichen das Ergebnis prozesstechnischer (z.B. Einsatz von Rekuperatoren), werkstofftechnischer (ermöglicht höhere Dampfprozesstemperaturen von über 600 °C) und strömungstechnischer (z.B. verbesserte Beschaufelung) Optimierungsansätze. Zusätzlich sind Angaben über spez. Investitionskosten gemacht, die auf das Jahr 2000 abgezinst sind. Die Bandbreite der Kosten liegt zwischen 425 €/kW_{el} beim Erdgas-GuD-Kraftwerk im Jahr 2030 und 1.175 €/kW_{el} beim Braunkohle-Kondensationskraftwerk des Jahres 2000.

¹⁹ Dies unterstellt allerdings einen vollständigen Neubau und nicht die Teilsanierung von Altkomponenten, die zwangsläufig zu geringeren Wirkungsgraden führt.

²⁰ Beispiel Steinkohle: Der in 2002 gebaute 485 MW_{el}-Steinkohle-Block Avedøre II in Dänemark erreicht mit Seewasserkühlung (ca. +2 Prozent-Punkte) rund 48 % Wirkungsgrad.

²¹ Beispiel Braunkohle: Das 2002 gebaute 950 MW_{el}-Braunkohlekraftwerk Niederaußem mit optimierter Anlagentechnik (BoA-1) und 45 % Wirkungsgrad.

Tabelle 7: Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Leistungen, Wirkungsgraden und Investitionskosten fossiler Kraftwerke [Prognos / IER / WI 2001] bzw. [Enquete 2002]

| Zukünftige Entwicklung fossiler Kraftwerke | | | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|--------------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Steinkohle-Kondensation | Elektr. Leistung | [MW _{el}] | 800 | 800 | 800 | 800 |
| | Elektr. Wirkungsgrad | [%] | 46,0 | 47,0 | 50,0 | 52,0 |
| | Spez. Investitionskosten | [€ ₂₀₀₀ /kW _{el}] | 870 | 865 | 880 | 870 |
| Braunkohle-Kondensation | Elektr. Leistung | [MW _{el}] | 965 | 1.050 | 1.050 | 1.050 |
| | Elektr. Wirkungsgrad | [%] | 44,5 | 45,0 | 50,0 | 50,0 |
| | Spez. Investitionskosten | [€ ₂₀₀₀ /kW _{el}] | 1.175 | 920 | 930 | 920 |
| Erdgas-GuD | Elektr. Leistung | [MW _{el}] | 400 | 500 | 500 | 500 |
| | Elektr. Wirkungsgrad | [%] | 57,5 | 60,0 | 62,0 | 63,0 |
| | Spez. Investitionskosten | [€ ₂₀₀₀ /kW _{el}] | 460 | 435 | 430 | 425 |
| Erdgas-Entnahme-kondensation (KWK) | Max. elektr. Leistung ¹⁾ | [MW _{el}] | 200 | 200 | 200 | 200 |
| | Elektr. KWK-Leistung ²⁾ | [MW _{el}] | 167 | 167 | 159 | 159 |
| | Max. therm. Leistung | [MW _{th}] | 167 | 163 | 148 | 142 |
| | Max. elektr. Wirkungsgrad ¹⁾ | [%] | 54,0 | 56,0 | 58,0 | 59,0 |
| | Elektr. KWK-Wirkungsgrad ²⁾ | [%] | 45,0 | 45,0 | 46,0 | 47,0 |
| | Therm. KWK-Wirkungsgrad ²⁾ | [%] | 44,0 | 44,0 | 43,0 | 42,0 |
| | Spez. Investitionskosten | [€ ₂₀₀₀ /kW _{el}] | 615 | 583 | 552 | 522 |
| Steinkohle-Entnahme-kondensation (KWK) | Max. elektr. Leistung ¹⁾ | [MW _{el}] | 500 | 500 | 500 | 500 |
| | Elektr. KWK-Leistung ²⁾ | [MW _{el}] | 429 | 429 | 400 | 402 |
| | Max. therm. Leistung | [MW _{th}] | 583 | 650 | 578 | 554 |
| | Max. elektr. Wirkungsgrad ¹⁾ | [%] | 42,5 | 44,0 | 45,0 | 46,0 |
| | Elektr. KWK-Wirkungsgrad ²⁾ | [%] | 35,0 | 35,0 | 36,0 | 37,0 |
| | Therm. KWK-Wirkungsgrad ²⁾ | [%] | 53,0 | 53,0 | 52,0 | 51,0 |
| | Spez. Investitionskosten | [€ ₂₀₀₀ /kW _{el}] | 1.110 | 1.104 | 1.099 | 1.094 |

¹⁾ im reinen Kondensationsbetrieb

²⁾ bei max. Wärmeauskopplung

5.2.2 □ Entwicklung neuer Kraftwerkstechnologien (inkl. Polygeneration)

Neben der in Kap. 5.2.1 aufgezeigten „evolutionären“ Entwicklungsmöglichkeiten konventioneller fossiler Kraftwerke (mit Wirkungsgradsteigerungen moderner Kohlekondensationskraftwerke der zweiten Generation auf 50% und mehr) sind zukünftig ggf. weitere Wirkungsgradsprünge durch den Übergang auf alternative Kraftwerkskonzepte erreichbar.

Beispiele für solche neuen Konzepte sind die druckaufgeladene stationäre Wirbelschichtfeuerung (DWSF) oder die Druckkohlenstaubfeuerung, die beide auf einem Kombiprozess, also der Erweiterung der herkömmlichen Dampfturbinenanlage um eine Gasturbinenkomponente, basieren.

Vor allem im Verbund mit einer etwaigen späteren Einführung einer CO₂-Entsorgung könnte sich strategisch auch der Übergang auf Kohlekraftwerke mit integrierter Vergasung (IGCC²²) als positiv erweisen, die eine einfachere und damit ggf. kostengünstigere Abtrennung des CO₂ vor der eigentlichen Verbrennung erlauben.

Im Kontext der Weiterentwicklung der IGCC-Technik bietet sich außerdem die Möglichkeit über den Einstieg in die kohlebasierte Synthesegas- bzw. Wasserstoffwirtschaft wesentliche Impulse für die Ausweitung der Wertschöpfungskette über die reine Stromerzeugung hinaus zu setzen und auch industrielle Rohstoffe oder Ausgangsprodukte für die Kraftstoffsynthese bereitzustellen (vgl. Abbildung 19). Polygeneration-Kraftwerke mit verschiedenen Eingangs-

²² IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle

produkten (Kohlevergasung, Biomassemitverbrennung, Multi-Fuel-Konzepte) und verschiedenen Ausgangsprodukten (Strom, Wärme, Kälte, Synthesegase / Alternative Kraftstoffe) wären damit darstellbar.

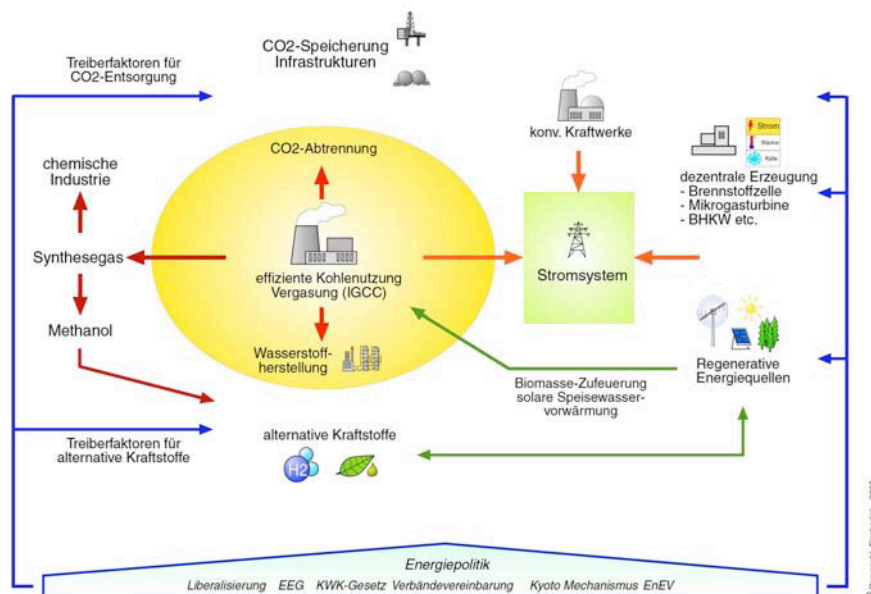


Abbildung 19: IGCC-Kohlekraftwerke als Einstieg in die kohlebasierende Synthesegas- und Wasserstoffwirtschaft (Polygeneration) Quelle: [WI 2004]

5.2.3 □ Perspektivische Entwicklung der Stromkennzahl

Im Gebäudebereich sind noch erhebliche Einsparpotenziale zur Reduzierung des Heizwärmebedarfs (bis zu 90 %, d.h. Faktor 10 in der Effizienz) vorhanden. Im Nachhaltigkeitsszenario wird davon ausgegangen, dass ein erheblicher Teil dieser Potenziale bis 2050 gehoben wird. Dies bedeutet, dass trotz eines postulierten Ausbaus des Fernwärmenetzes die abgesetzte Fernwärmemenge bis 2030 nur geringfügig ansteigen und von da an sogar rückläufig sein wird. Um so wichtiger ist daher, dass mittelfristig KWK-Anlagen mit hohen Stromkennzahlen den Markt durchdringen, so dass trotz sinkenden Wärmebedarfs die KWK-Strommenge beträchtlich zunehmen kann. Mit hocheffizienten konventionellen Anlagen (z.B. GuD-Anlagen), aber auch mit neuen Technologien (z.B. Brennstoffzellen) könnte die mittlere Stromkennzahl (in Abbildung 10 mit „s“ bezeichnet) von derzeit rund 0,5 auf über 1,0 im Jahr 2050 gesteigert werden.

5.3 Integration zusätzlicher Wärmesenken (z.B. KWKK)

Neue Anwendungen, insbesondere die Nutzung von Fernkälte auf der Basis dezentraler Absorptions-Kältemaschinen, könnten in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Diese Option könnte insbesondere im Contracting für Industrie- und Gewerbekunden interessant sein. Da der Kühlbedarf in den Sommermonaten am höchsten ist, ließe sich die Überschusswärme der Heizkraftwerke optimal zu Kühlzwecken nutzen.

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH haben diesen Weg beschritten und füllen nun in ihrem Fernwärmenetz die Wärmelast-Täler der Sommermonate teilweise mit dem Prozesswärmebedarf von Absorptionskältemaschinen beim Kunden, in diesem Fall die Bausparkasse Schwäbisch Hall AG, auf (s. Abbildung 20).

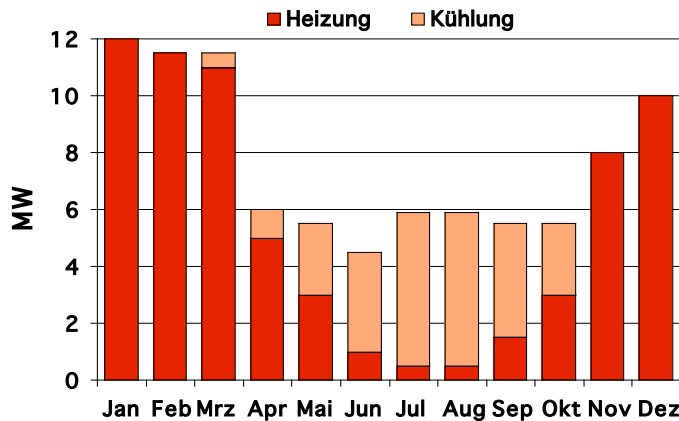


Abbildung 20: Jahresganglinie der benötigten Wärmeleistung der Bausparkasse Schwäbisch Hall AG

Quelle: Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH

Abbildung 21 zeigt das Energieflussbild mit den Komponenten GuD-Anlage und Absorptionskälteanlage und den Energieströmen von der Primärenergie (13.000 MWh) über die gekoppelte Strom- (4.500 MWh) und Fernwärmeerzeugung (5.900 MWh) bis hin zur (Fern-)Kälte (4.000 MWh).

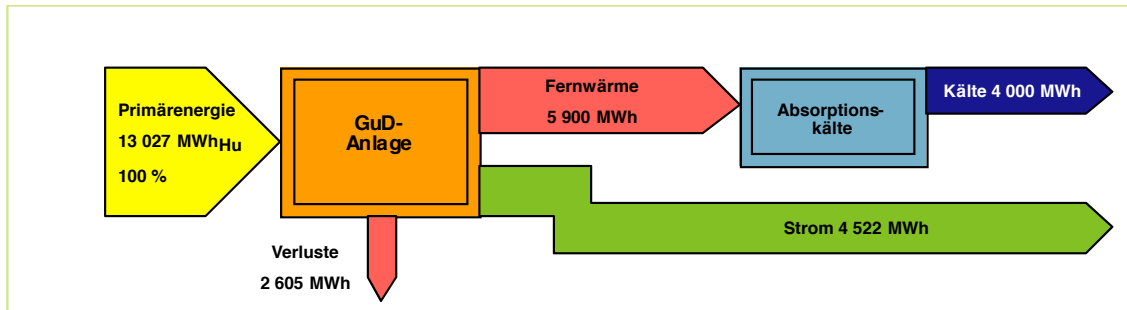


Abbildung 21: Energieflussbild der Kälte- und Stromversorgung

Quelle: Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH

Ausschlaggebend für die Investition der Stadtwerke Schwäbisch Hall in die Fernwärme-Kälteversorgung waren neben den ökologischen Vorteilen (geringerer Primärenergiebedarf gegenüber elektrisch betriebenen Kompressorkältemaschinen, geringerer CO₂-Ausstoß) auch ökonomische Gründe, die aus der verbesserten Auslastung der KWK-Anlage resultieren.

Da in den letzten zehn Jahren bedeutende Fortschritte bei den alternativen Kühltechnologien zu verzeichnen sind (u.a. Vorstoß in kleinere Leistungsbereiche), erscheint eine intensivere Auseinandersetzung mit dem Thema sinnvoll. Parallel dazu ist auf der Nachfrageseite in Folge der Klimaerwärmung zukünftig mit einem erhöhten Klimatisierungsbedarf zu rechnen.

5.4 Optionen der (anteiligen) Bereitstellung der Fernwärme durch EE bei der Erneuerung von Anlagen zur zentralen Erzeugung von Wärme

Fernwärmesysteme sind heute in der Regel durch einen genau fixierten Basisbrennstoff gekennzeichnet, häufig fossile Energieträger. Perspektivisch denkbar für die Zukunft ist aber, dass derartige Fernwärmesysteme anteilig auf erneuerbare Energieträger zurückgreifen. Dieses kann beispielsweise durch die Ko-Verbrennung von Biomasse oder Biogas in Kohle- respektive Erdgaskraftwerken erfolgen oder über die Einbindung von Wärme aus solarthermischen oder geothermischen Anlagen. Ansätze dazu sind nachfolgend aufgeführt. Eine darüber hinaus gehende ausführliche Betrachtung von Biomasse und Geothermie erfolgt in späteren separaten Kapiteln.

5.4.1 □ Co-Firing (Beifeuerung Biomasse)

Schon heute werden im Bereich Co-Firing (Beifeuerung Biomasse) europaweit (z. B. Niederlande, Österreich, Schweden, Finnland, Dänemark) und in den USA Akzente gesetzt²³. In den Niederlanden wurde im Jahr 2000 eine Vereinbarung zwischen der Regierung und den Kraftwerksbetreibern mit dem Ziel geschlossen, Kohlekraftwerke bis zum Jahr 2010 CO₂-effizienter zu machen als Gaskraftwerke [Reiche 2002]. Zu diesem Zweck soll die Biomasse mitverbrennung zum Einsatz kommen. In Deutschland wird bereits seit längerem über die Einbindung der Biomassezufeuerung in das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) diskutiert, europaweit entstehen auch durch das Weißbuch Erneuerbare Energien Impulse in diese Richtung. Letztlich schafft die im Dezember 2002 beschlossene Einführung eines EU-Emissionshandelssystems als eine - neben der Wirkungsgraderhöhung - weitere Form der CO₂-Minderungsoptionen in Kraftwerken indirekte Anreize für die Zufeuerung. Je nach verfolgtem Konzept liegen die zusätzlichen Investitionskosten bei 60 bis 120 €/kW_{el}, wenn Biomasse direkt mit dem Regelbrennstoff gemischt und in den Verbrennungsraum eingebracht wird, bzw. 190 bis 220 €/kW_{el}, wenn eine zusätzliche Biomassezufuhreinrichtung oder gar eine Kessel- oder Vergasereinheit benötigt wird [Schillig 2003]. Bis zu 10 % Biomassebeifeuerung (nach Energiegehalt) ist i.d.R. ohne Beeinträchtigung der Verbrennung möglich. Dabei werden in modernen Kohle-Großkraftwerken elektr. Wirkungsgrade bis zu etwa 42 % erreicht. Große Anlagen mit reiner Biomassefeuerung erzielen Wirkungsgrade von ca. 30 bis 33 %. In den USA, Dänemark und Schweden werden sowohl Anlagen mit Zufeuerung von bis zu 50 % als auch im reinen Biomassebetrieb erfolgreich erprobt [Gaderer 2003].

Andere Möglichkeiten bestehen in der Zufeuerung von Reststoffen aus Industrie und Gewerbe. Beispielsweise wurde am LEAT -Lehrstuhl der Universität Bochum (Lehrstuhl für Energieanlagen und Energieprozesstechnik) die Beifeuerung textiler Stäube in einer ZAWSF (Zirkulierende Atmosphärische Wirbelschichtfeuerung) untersucht.

Als dritte Möglichkeit kommt die Co-Verbrennung von Klärschlämmen in Betracht, welche lt. Biomasse-Verordnung nicht als Biomasse gelten. Die zur Klärschlammaufbereitung notwen-

²³ Anlagen mit Biomassezufeuerung befinden sich z. B. in St. Andrea (Österreich) – 124 MW_{el} Kohlekraftwerk mit 10 MW_{th} Biomassefeuerungsleistung (Treppenwanderroste); Kraftwerke Gelderland (Niederlande) – 635 MW_{el} Kohlekraftwerk mit 4*20 MW_{th} Spezialholzstaubbrennern; Kohlekraftwerk Amercentrale in Gertruidenburg (Niederlande) mit 30 MW_{el} Holzvergaser auf Basis zirkulierender Wirbelschichtvergasung.

digen Technologien sind seit Jahrzehnten großtechnisch erprobt. Ein Ersatzbrennstoff aus Klärschlamm lässt sich in einer Großstadt mit 200.000 Einwohnern (entsprechend rund 5.250 t_{TM}/a Klärschlammaufkommen) ohne Betrachtung der Entsorgungskosten zu Preisen von ca. 150 EUR/t Trockenmasse (TM) realisieren. Seit 2005 ist die Deponierung von Klärschlämmen verboten. Um öko- und humantoxikologische Risiken zu vermeiden, ist eine energetische Verwertung jedoch nur dann ratsam, wenn die verwendete Feuerungsanlage nach der 17. BImSchV genehmigt ist [Arlt 2003].

Für alle drei aufgezeigten Optionen müssen bei der Prüfung der technischen und ökonomischen Realisierbarkeit insbesondere auch logistische Fragestellungen zum ausreichenden Bezug, zum Transport und zur Lagerung von Ersatzbrennstoffen gelöst werden.

5.4.2 □ Biomasse-HKW / -Vergasung

Biomasse ist ein erneuerbarer Energieträger, der aus einer Vielzahl pflanzlicher und tierischer Primär- oder Sekundärquellen gewonnen werden kann (Land- und Forstwirtschaft, Reststoffe aus der Industrie, Gewerbe und Haushalte etc.). Die Speicherbarkeit des Brennstoffs ermöglicht z.B. den Einsatz regelbarer Biomasse-Kraftwerke für eine Ausgleichsfunktion zwischen Stromangebot und –nachfrage. Dies gewinnt insbesondere bei steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energieträger an Bedeutung.

Als Biomasseträger kommen

- Unbehandelte Resthölzer (Holzhackschnitzel, Sägemehl / Holzpellets)
- Industrielle Althölzer
- Waldresthölzer
- Getreidestroh
- Kurzumtriebsplantagenholz
- Energiegetreide (Ganzpflanzenpellets)
- Organische Abfälle (Essensreste) und Ausscheidungen (Gülle)
- Grünabfall

in Betracht.

Wie bereits in Abschnitt 5.4.1 erwähnt, kann über die Beifeuerung von Biomasse (Co-Firing) hinausgehend ein (neu zu bauendes) Kraftwerk auch zu 100 % mit Biomasse versorgt werden.

Folgende Nutzungsformen der Biomasse werden unterschieden:

- Verbrennung (feste Biomasse)
- Vergasung (Gase aus fester Biomasse)
- Verfaulung / Vergärung (Bio-, Klär- und Deponiegase)
- Ölgewinnung (flüssige Treibstoffe)

Bei der Verbrennung fester Biobrennstoffe wird die freigesetzte Wärmeenergie entweder direkt in einem Stirlingmotor-Prozess genutzt oder aber zur Erzeugung von Prozessdampf in einem Dampferzeuger eingesetzt. Der Dampf kann entweder in einer konventionellen Dampfturbine (größere Anlagen im MW-Bereich) oder in einem kleineren Dampfmotor entspannt werden.

Die Biomassevergasung bietet darüber hinaus die Möglichkeit der Effizienzsteigerung bei der Verstromung fester biogener Energieträger in Gasmotoren oder Gasturbinen gegenüber der bisher üblichen Form des Einsatzes in Dampfkraftwerken. Die Hauptkomponente "Vergasung" ist universell nutzbar und wird im Zusammenhang mit "Synthesegasrouten" sowohl bei der Erzeugung von biogenem Wasserstoff als auch Biokraftstoffen (BTL) eingesetzt. Hierfür sind jedoch aus ökonomischen Gründen größere Anlagen sinnvoll. Größtes technisches Problem ist die teilweise noch unzureichende Gasqualität für motorische Anwendungen.

In Verfaulungs- und Vergärungsprozessen aus Klärschlamm bzw. biologischen Abfällen gewonnenes Biogas muss ebenfalls ausreichend von ungewünschten Begleitstoffen (insbesondere Schwefelverbindungen) gereinigt werden.

Die Ölgewinnung aus ölhaltigen Pflanzen (insbesondere Raps, ggf. unter Veresterung zu Biodiesel RME) (Raps-Methyl-Ester) ist eine Methode zur Herstellung von flüssigen Biotreibstoffen, die - außer im Verkehrssektor - auch zum Antrieb stationärer KWK-Motoren genutzt werden können.

Die Verwendung von Biomasse bzw. Biogas wird im Rahmen des KWK- und im Rahmen des EEG-Gesetzes finanziell gefördert.

Wenn Biomasse in größerem Maße als Brennstoff für zentrale HKW-Anlagen genutzt werden soll, muss geprüft werden, ob ausreichende Versorgungs-, Transport- und Lagerungskapazitäten vorhanden sind bzw. geschaffen werden können. Für einen generellen Ausbau der Biomassenutzungspotenziale in der Region ist es ferner wichtig, alle betreffenden Kompetenzen und Akteure beispielsweise im Rahmen eines Kompetenzzentrums, eines Logistikzentrums oder eines freien Netzwerkes miteinander zu verknüpfen²⁴.

²⁴ Als positives Beispiel kann hier der in der Region Hannover initiierte „Vertriebshof für Holzbrennstoffe und Biomasse“ in Vahrenheide und die „REGBIE-Kampagne“ zur Vermarktung fester Bioenergieträger in der Region Hannover (Laufzeit Oktober 2003 bis Oktober 2005) genannt werden.

5.4.3 □ Geothermische Wärmeherzeugung

Neben der Biomasse bietet auch die Erdwärme eine grundlastfähige und erneuerbare Energieversorgung. Die tiefe Erdwärme kann zur reinen Wärmebereitstellung oder - in gekoppelter Fahrweise - zusätzlich zur Stromerzeugung genutzt werden.

Zwei Beispiele zur geothermischen Wärmeversorgung von großen Gebäuden (Beispiel 1) bzw. Nahwärmenetzen (Beispiel 2) sollen im folgenden kurz vorgestellt werden:

Beispiel 1: Geothermieprojekt SuperC (RWTH Aachen)

Bei der RWTH Aachen soll das künftig gebaute Studentische Service-Center („SuperC“ genannt) zu rund 80% mit Wärme und Kälte von einer Erdwärmesonde in ca. 2.500 m Tiefe versorgt werden. Im äußeren Stahlrohr der Sonde strömt kaltes Wasser in die Tiefe, erwärmt sich und gelangt vom Bohrlochgrund über ein zentrales Förderrohr wieder an die Oberfläche. Innerhalb des SuperC-Gebäudes durchläuft das geförderte, 70 °C warme Wasser während der Heizperiode nacheinander Konvektoren, Decken- und Fußbodenheizung (Kaskadensystem). Im Sommer sichert die thermische Leistung der Bohrung (480 kW) die Gebäudekühlung durch eine Adsorptionskältemaschine. Nach Abgabe der Wärme wird das Wasser wieder in die Erdwärmesonde geleitet (geschlossenes System). Die projektierte geothermisch bereitgestellte Wärmemenge von 620 MWh/a entspricht etwa dem Bedarf von 200 Einfamilienhäuser und vermeidet so jährlich den Ausstoß von mehr als 300 t CO₂.



Abbildung 22: Geothermische Bohrung an der RWTH Aachen zur Wärme- und Kälteversorgung des Super-C-Centers

Quelle: www.superc.rwth-aachen.de

Zur Finanzierung des Geothermieprojekts SuperC mit einem Investitionsvolumen von 5,1 Mio. € konnten Fördermittel aus dem LIFE III Programm der EU und dem REN-Programm des Landes Nordrhein-Westfalen eingeworben werden. Das Pilotprojekt demonstriert die wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile der Geothermie für Großgebäude. Der projektierte Anlagentyp reduziert die Emissionen um 90% und ist standortunabhängig hochgradig reproduzierbar.

Beispiel 2: Geothermieprojekt Messestadt Riem (Stadtwerke München GmbH)

Die Stadtwerke München GmbH (SWM) versorgen über fünf große miteinander verbundene Fernwärmenetze und zwei kleinere Inselnetze über 8.500 Kunden mit einem Anschlusswert

von etwa 2.600 MW_{th}. Die Fernwärmeerzeugung liegt bei 4.800 GWh jährlich, davon etwa 85 % aus umweltschonender Kraft-Wärme-Kopplung.

Eines der Inselnetze dient der Versorgung der Messestadt Riem²⁵ mit einem Anschlusswert im Endausbau von voraussichtlich 45 MW_{th}. Das jetzige, mit zwei Erdgaskesseln betriebene Heizwerk und das Nahwärmenetz wurden bereits für die spätere Erweiterung um die Geothermienutzung ausgelegt (u.a. angepasste Vorlauftemperaturen von 70 – 90 °C und Rücklauftemperaturen von 45 °C). Im Endzustand deckt die Geothermie mit einer Leistung von 6 – 8 MW_{th} den Grundlastwärmebedarf, während die Kessel nur noch als Reserve und für die Spitzenlast benötigt werden. In einer vorsichtigen Prognose deckt die Geothermie dann etwa 45.000 MWh des jährlichen Gesamtwärmebedarfs von 80.000 MWh im Nahwärmenetz. Auf diese Weise können etwa 12.000 t CO₂ jährlich an Emissionen eingespart werden.

Als geothermische Quelle wird über zwei 3.000 m tiefe Bohrungen warmes Tiefengrundwassers im Malmkarst des oberbayrischen Molassebeckens angezapft. Das geförderte Wasser wird vollständig reinjiziert. Die erste Bohrung ergab eine Thermalwassertemperatur von über 90 °C bei einer Förderrate von mindestens 50 Litern/s.

BEST PRACTICE: Erdwärme-Wohnprojekt Köln/Niehl

In Köln Niehl plant die GAG Immobilien AG bis 2009 auf dem ehemaligen Siemensgelände den Bau von rund 100 Eigentumswohnungen, 232 öffentlich geförderten Wohnungen und 50 Eigenheimen, die allesamt mit Erdwärme geheizt werden sollen. Um den Jahresprimärenergieverbrauch niedrig zu halten, sollen alle Gebäude als KfW-Energiesparhäuser 60 (Verbrauch unter 60 kWh Primärenergie pro m²) errichtet werden. Die Gesamtinvestitionskosten liegen bei 74 Millionen Euro.

5.4.4 □ Geothermische Stromerzeugung (Hot-Dry-Rock-Kraftwerk)

Während die Nutzung heißer unterirdischer Wasserquellen das Vorhandensein geothermischer Anomalien voraussetzt, kann beim sog. Hot-Dry-Rock-(HDR)-Verfahren nahezu standortunabhängig die Wärme kristallinen Gesteins genutzt werden. Beim HDR-Verfahren wird eine mehrere 1.000 m tiefe Bohrung vorgenommen und anschließend die unterirdische heiße Gesteinsformation hydraulisch aufgesprengt. In das entstehende Kluftnetz, welches wie ein großer unterirdischer Wärmetauscher funktioniert, wird durch das Bohrloch kaltes Wasser injiziert und über ein zweites Rohr wieder heiß (100 – 200 °C) nach oben gepumpt. Das Heißwasser kann über einen Organic-Rankine-Cycle- oder einen Kalina-Dampfturbinenprozess²⁶ zur Stromerzeugung bei gleichzeitiger Wärmeauskopplung genutzt werden. Tabelle 8 zeigt mögliche Funktionen von HDR-Anlagen im Gesamtenergiesystem.

²⁵ Auf dem Gelände des ehemaligen Flughafens München-Riem wächst seit einigen Jahren – in der Nachbarschaft der Neuen Messe München – die Messestadt Riem, ein neuer Stadtteil für 16.000 Bewohner. Neben Wohn- und Gewerbegebieten entsteht ein großzügiger Landschaftspark, in dem 2005 die Bundesgartenschau stattgefunden hat.

²⁶ Bei beiden Verfahren handelt es sich um thermodynamische Prozesse, die als Arbeitsmittel in der Dampfturbine ein organisches Fluid (ORC-Prozess) bzw. ein Ammoniak-Wasser-Gemisch (Kalina-Prozess) anstelle

Tabelle 8: Funktion und Bedeutung von HDR-Kraftwerken im Energiesystem [WI 2004]

| Funktion im Stromsystem | Funktion im Wärme/Kältesystem | sonstige Funktionen | Rolle für nachhaltiges Energiesystem |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Grund- und Mittellast Beitrag zur Stromerzeugung: mittelfristig 5% möglich Einbindung ins Mittel-/Hochspannungsnetz | Temperaturbereich NT<200°C: •Raumwärme / Warmwasser •Dampf •Heißluft •Kälte | | regenerative Stromerzeugung im Grund- und Mittellastbereich, kurzzeitig auch Spitzenlast möglich, da schnell regelbar Beitrag zur Versorgungssicherheit, da unabhängig von fossilen Brennstoffen |

Für geothermisch erzeugten Strom wurde mit der Novellierung des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes (EEG) 2004 die bestehenden Vergütungssätze ($> 20 \text{ MW}_{\text{el}}$: 7,16 Ct/kWh und $\leq 20 \text{ MW}_{\text{el}}$: 8,95 Ct/kWh) um die Vergütungssätze für kleinere Anlagen ($\leq 10 \text{ MW}_{\text{el}}$: 14,00 Ct/kWh und $\leq 5 \text{ MW}_{\text{el}}$: 15,00 Ct/kWh) ergänzt und somit die Chancen für die Erschließung geothermischer Stromerzeugungspotenziale deutlich verbessert.

Verschiedene Pilot- und Demonstrationsvorhaben sind in Deutschland bereits umgesetzt bzw. in Entwicklung (s. Tabelle 9). U.a. wird in dem „PROMETHEUS-Projekt“ an der Bochumer Ruhr-Universität die Machbarkeit einer HDR-Anlage in einer Sedimentformation mit Wärmeeinspeisung in das vorhandene Fernwärmesystem zur Grundlastversorgung der Universitätsgebäude sowie der angrenzenden Universitätswohnstadt geprüft²⁷. Die Systemanalyse im Rahmen der „Landesinitiative Zukunftsenergien NRW“ sowie des EU-Programms „Ziel II Phase V“ hat ergeben, dass bei ausschließlicher Wärmenutzung rund 60.000 MWh_{th} (entsprechend 20 % des Gesamtwärmebedarfs) geothermisch bereitgestellt werden könnten [BWK 2004].

von Wasser nutzen. Dadurch ist bereits ab Temperaturen von etwa 90°C eine Stromerzeugung möglich, allerdings bei eingeschränkten elektrischen Wirkungsgraden von ca. 10 bis 20 %.

²⁷ www.prometheus-rub.com

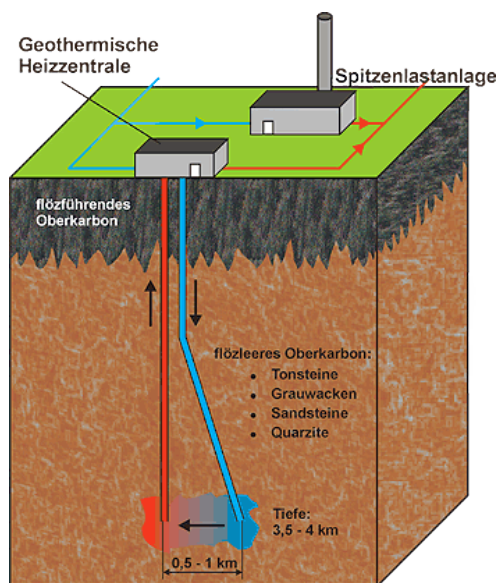


Abbildung 23: Schema zur Nutzung geothermischer Wärme in einer Sedimentgesteinsformation nach dem HDR-Prinzip (PROMETHEUS-Projekt) (Erläuterungen zur Abbildung siehe Kapitelanfang)

Quelle: www.prometheus-rub.com

Tabelle 9 gibt eine Übersicht über weitere aktuelle Aktivitäten im Bereich der gekoppelten geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung. In den BINE-Infos des Fachinformationszentrums Karlsruhe werden die Pilotprojekte in Soultz-sous-Forêts [BINE 1999] sowie in Neustadt-Glewe [BINE 2003a] detailliert vorgestellt. Eine ausführliche Potenzialanalyse der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland wird unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten in der Dissertation von [Rogge 2004] behandelt.

Tabelle 9: Übersicht über Aktivitäten zur kombinierten geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung in Deutschland bzw. mit deutscher Beteiligung [WI 2006]

| Standort / Akteur | Geothermische Leistung [MW] | Elektrische Leistung [MW] | (Geplanter) Betriebsbeginn |
|------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| | Bemerkungen / derzeitige Projektphase | | |
| Neustadt-Glewe im Norddeutschen Becken (Sandstein) | 6,5 | 0,21 | 2003 |
| | Integration einer Stromerzeugungsanlage in ein bestehendes Geothermisches Heizwerk | | |
| Groß Schönebeck im Norddeutschen Becken (Sandstein) / Geoforschungszentrum Potsdam | | | 2004 |
| | Probebohrungen | | |
| Soultz-sous-Forêts | 30 | 6 | 2001 |
| | Wissenschaftliche HDR-Pilotanlage | | |
| Bad Urach / Stadtwerke | 6 - 10 | 1 | 2004/05 |
| | HDR-Projekt, im Moment eingestellt wegen unerwarteter Bohrzusatzkosten von 2 Mio. € | | |
| Bruchsal | 4 | 0,5 | 2004 |
| | Nutzung hoch-saliner hochtemperierter Tiefenwässer | | |
| Offenbach / Pfalz | 25 - 30 | 4,8 | ? |
| | Stromerzeugung mittels eines ORC-Prozesses | | |
| Speyer | 24 - 50 | 5,4 | 2007 ? |
| | Erstes rein kommerzielles Projekt | | |
| Unterhaching | 16 | 3,9 | 2005 |
| | | | |
| Bochum, Zentrum für Geothermie und Zukunftsenergien | | | ? |
| | Machbarkeitsstudien zur Versorgung von ganzen Stadtteilen mit Strom und Wärme aus Geothermie in Gelsenkirchen, Dortmund und Castrop-Rauxel | | |
| Bremerhaven / Versorgung des Alfred-Wegener-Instituts | | | |
| | Stromerzeugung aus Niedertemperaturwärme (KALINA-Cycle) | | |
| TU Berlin / Institut für Angewandte Geowissenschaften | | | |
| | Nachweis der technisch-wirtschaftlichen Realisierbarkeit eines untätig geschlossenen Erdwärmeübertragers | | |

5.5 Innovative KWK-Technologien im Leistungsbereich dezentraler Anlagen

Erdgas oder Diesel betriebene Motor-BHKW gehören heute zu den Standardlösungen in der Energiewirtschaft. Im folgenden Kapitel sollen darüber hinausgehende Optionen zur effizienten und umweltschonenden Energieerzeugung im Bereich dezentraler Anlagen vorgestellt werden und dabei auch Vergleiche der Entwicklungslinien aufgezeigt werden.

Mit (Mini-)Motor-BHKW, Mikro-Gasturbine, Stirlingmotor und Dampfmotor stehen neue Optionen für die dezentrale Energieversorgung von Objekten zur Verfügung, die teilweise besondere Chancen zur Nutzung alternativer Brennstoffe bieten. Sie können zudem eine wichtige Türöffnerfunktion im Markt für KWK-Anwendungen im kleinen Leistungsbereich (z.B. für Einfamilienhäuser) übernehmen und damit u.a. auch den Weg für Brennstoffzellen bereiten.

Tabelle 10 zeigt die Funktionen und Bedeutungen der einzelnen dezentralen KWK-Technologien im Energiesystem. Die Klassifizierung wurde nach der Leistungsgröße und somit der vorwiegenden Verwendung zur Hausenergieversorgung (kleiner 10 kW_{el}) bzw. als größere stationäre KWK-Anlagen (10 kW_{el} bis ca. 1.000 kW_{el}) vorgenommen.

Tabelle 10: Funktion und Bedeutung dezentraler KWK-Anlagen im Energiesystem [WI 2006]

| | Funktion im Stromsystem | Funktion im Wärme- / Kälte-System | Sonstige Funktionen | Rolle für nachhaltiges Energiesystem |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Hausenergieversorgung (< 10 kW_{el}) - Brennstoffzelle (PEM und SOFC) - Mini-BHKW - Stirling - Dampfmotor | Mittel- / Spitzenlast Einbindung in das Niederspannungsnetz | Raumwärme / Warmwasser | Objektversorgung Lastmanagement Versorgungssicherheit (USV ²⁸) | je nach Technik: - Nutzung regenerativer Brennstoffe - Übergang zur Wasserstoffwirtschaft möglich Ggf. Ausgleich fluktuierender Erzeugung |
| Größere stationäre KWK-Anlagen (10 kW_{el} bis 1 MW_{el}) - Brennstoffzellen (PEM, MCFC, SOFC) - Motor-BHKW - Mikro-Gasturbine - Dampfmotor | Grund- / Mittellast Einbindung in das Nieder- u. Mittelspannungsnetz | Vor allem NT und MT bis 500°C: - Raumwärme / Warmwasser - Dampf - Heißluft - Mit Absorptionskältemaschinen auch Kälte | Qualitätssicherung Regelfunktionen im dezentralen Verbund Nutzung alternativer Brennstoffe | |

²⁸ Unterbrechungsfreie Stromversorgung

5.5.1 □ (Mini-) Motor-BHKW

Die Motor-BHKW-Technologie ist die am weitesten etablierte Technik im Bereich der dezentralen KWK. Durch die fortschreitende Entwicklung und Markteinführung von Kleinst-BHKWs unterhalb von 10 kW_{el} können nun erstmals auch Anlagen zur Hausenergieversorgung mit vergleichsweise geringem Wärmebedarf realisiert werden. Diese Anlagen können mit verschiedenen Brennstoffen wie Erdgas, Flüssiggas, Heizöl und RME betrieben werden. Insbesondere aufgrund der verzögerten Markteinführung von Brennstoffzellen kommt dem motorisch betriebenen Mini-BHKW eine besondere Bedeutung zu als Wegbereiter und Brücke für einen späteren Einsatz von Brennstoffzellen-KWK-Anlagen.

Hauptvorteil ist, dass es sich bei Motor-BHKWs um eine zuverlässige und erprobte Technologie handelt. Mit ihr können bereits jetzt elektrische Wirkungsgrade und Standzeiten realisiert werden, die beispielsweise von Brennstoffzellensystemen in der Praxis erst noch demonstriert werden müssen.

Motor-BHKW haben jedoch mehr oder weniger stark ausgeprägte technisch bedingte Nachteile hinsichtlich Lärm, Schwingungen, Emissionen, Regelbarkeit und Wartungsbedarf im Vergleich zu anderen Optionen.

Vorteile:

- Relativ hoher elektr. Wirkungsgrad
- Etablierte und millionenfach (in PKWs und LKWs) erprobte Technologie
- Brückentechnologie zur Erschließung alternativer KWK-Technologien (insbesondere Brennstoffzellen)

Nachteile:

- Prinzipbedingte Nachteile hinsichtlich
 - Lärm
 - Schwingungen
 - Emissionen
 - Regelbarkeit
 - Wartungsbedarf
- Perspektivisch: Elektrischer Wirkungsgrad BHKW kleiner als elektrischer Wirkungsgrad Brennstoffzelle ($\eta_{el, BHKW} < \eta_{el, Brennstoffzelle}$)
- Schlechter Teillastwirkungsgrad

5.5.2 □ Mikro-Gasturbinen

Mikrogasturbinen (MGT) versprechen neue Möglichkeiten für KWK und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) im kleineren Leistungsbereich zwischen 30 und 100 kW_{el} und Temperaturen von 200-300°C. Neben Vorteilen bei Betrieb und Wartung sowie niedrigen Emissionen bietet die MGT Chancen als flexible Erzeugungstechnik in dezentralen Energiesystemen.

Herstellerseitig besteht eine Abhängigkeit von der Entwicklung des größten Marktes USA, wo die reine Stromerzeugung für USV²⁹ „, Netzstabilisierung etc. im Vordergrund steht.

MGT haben technikbedingte Nachteile beim elektrischen Wirkungsgrad (η_{el}) gegenüber Gasmotoren. Die spezifischen Vorteile bei Emissionen, Betrieb und Wartung usw. kompensieren die Mehrkosten noch nicht. Vorteile bei Standzeiten/Wartungsintervallen müssen in der Praxis noch nachgewiesen werden.

Die Vorteile der MGT bei der Auskopplung von Wärme bzw. Dampf auf mittlerem Temperaturniveau werden noch nicht ausreichend genutzt (Industrie- / Gewerbeanwendung). Für KWKK im kleineren Leistungsbereich sind geeignete Komponenten für angepasste Systemlösungen (z.B. Absorptions-Kältemaschinen) noch nicht in der nötigen Breite verfügbar.

Deutliche Vorteile hat die MGT bei Emissionen (kein Kat erforderlich) und wichtigen Qualitätskriterien (Wartungskosten, Verfügbarkeit, Lastwechseleigenschaften) vorzuweisen. Weiterhin bestehen gute Voraussetzungen zur Nutzung alternativer Brennstoffe (z.B. biogene Gase, Deponiegas).

Die Mikrogasturbine ist eine marktreife Option zum Aufbau dezentraler Energiesysteme. Angesichts der starken Kostenkonkurrenz zu BHKW bieten sich Marktchancen neben der Prozesswärmebereitstellung in industriellen und gewerblichen Anwendungen auch in spezifischen Anwendungsnischen wie Gewächshäuser, KWKK, Nutzung alternativer Brennstoffe und langfristig im Verbund mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen.

Vorteile:

- Nutzung von Mitteltemperatur-Abwärme möglich (200 - 300°C; Dampf / Kälte für Industrie u. Gewerbe)
- Wartungsarm
- Niedrige Emissionen
- Hohe Flexibilität
- Nutzung alternativer Brennstoffe (Multi-Fuel)
- Zukunftsoption: Kopplung von Mikro-GT mit HT-Brennstoffzelle (z.B. SOFC)

Nachteile:

- Elektrischer Wirkungsgrad Mikro-GT kleiner als elektrischer Wirkungsgrad Motor-BHKW ($\eta_{el. \text{ Mikro-GT}} < \eta_{el. \text{ Motor-BHKW}}$)
- Nur wenige, ausländische Anbieter
- Kostensenkungspotenzial (ca. Faktor 2) noch nicht ausgeschöpft wg. geringer Stückzahlen
- F&E-Bedarf bei Komponenten (z.B. Gaskompressor für Niederdruck-Erdgas-Anschluss)

²⁹ Unterbrechungsfreie Stromversorgung

5.5.3 □ Stirling-Motor

Ein Stirling-Motor bezieht seine Antriebsenergie aus einer Temperaturdifferenz zwischen einer heißen Seite (Arbeitszylinder) und einer kalten Seite (Kompressionszylinder).

Das Besondere an dem bereits im Jahr 1816 entwickelten Stirlingmotor ist das Prinzip der externen Verbrennung, das eine Reihe von Vorteilen insbesondere gegenüber konventionellen Motor-BHKW mit interner Verbrennung verspricht: Hervorragende Schadstoff-Emissionswerte (bei katalytischer Verbrennung von Erdgas³⁰), hohe Flexibilität bei der Wahl der Brennstoffe (Erdgas, Biogas, Klärgas, Holzgas, Erdöl, Rapsöl, etc.) incl. der Möglichkeit zur Nutzung von Abwärme und Solarwärme, geringe Geräuschemissionen und Vibrationen, lange Wartungsintervalle (kein Ölverbrauch und Ölwechsel).

Entwicklungspotenziale bestehen noch beim elektrischen Wirkungsgrad, welcher knapp unterhalb derer von Mini-BHKWs vergleichbarer Größe liegt. Ferner ist für eine Marktdurchdringung das Ausschöpfen der Kostensenkungspotenziale (bei Serienfertigung) erforderlich. Bei der Nutzung von Biomasse in Form von vergasten Holzpellets müssen noch Forschungsleistungen zur Begrenzung der Feststoffablagerungen an den Wärmetauscherflächen erbracht werden. F&E-Bedarf besteht auch noch bei der Nutzung industrieller Abwärme als mögliche Wärmequelle zur Stromerzeugung.

Die leise und vibrationsarme Betriebsweise in Kombination mit den sehr geringen Emissionswerten (NO_x, CO und HC) prädestinieren den Stirlingmotor u.a. für den Einsatz in Wohngebäuden. Günstig für die Akzeptanz dürften sich ebenfalls die prinzipbedingten langen Wartungsintervalle und die gute Regelbarkeit auswirken.

Besondere Perspektiven und Synergieeffekte ergeben sich durch die erweiterten Möglichkeiten hinsichtlich alternativer Brennstoffe (flüssig / gasförmig / fest), der potenziellen Nutzung von Abwärme (Industrie / Gewerbe) und Solarwärme (Nutzung der Direktstrahlung in südlichen Ländern mit Dish-Stirling-Systemen) sowie der Möglichkeit zur Erzeugung von Tieftemperaturkälte bis - 200°C in Stirling-Kältemaschinen mit umweltfreundlichem Kältemittel.

Die Verbreitung von Stirlingmotoren leidet unter anderem an der mangelnden Lobby für diese - in den Augen vieler Akteure - exotische Technologie. Obwohl Serienmodelle bereits auf dem Markt verfügbar sind, erfährt diese KWK-Option unzureichende Bekanntheit und Akzeptanz.

Ein Beispiel aus Großbritannien zeigt, dass sich einzelne Energieversorgungsunternehmen bereits aktiv mit dieser Technologie auseinandersetzen: Powergen, der mit acht Millionen Strom- und Gaskunden zweitgrößte Energieversorger Großbritanniens, hatte 2004 angekündigt, innerhalb der nächsten fünf Jahre 80.000 erdgasbetriebene Stirlingmotoren des Neuseeländischen Unternehmens WhisperTech zu vertreiben. Seit 2001 werden in Großbritannien die so genannten WhisperGen-Module (1,2 kW_{el} / 8 kW_{th}) getestet und seit 2003 kommerziell vertrieben. Inzwischen wurden allerdings erst rund 550 Anlagen installiert. Lt. Aussagen von Powergen sollen sich die Mini-BHKW-Systeme bei einem Preis von ca. 4.500,- Euro in rund 4 Jahren refinanzieren.

³⁰ z.B. im speziell entwickelten FLOX-Brenner®

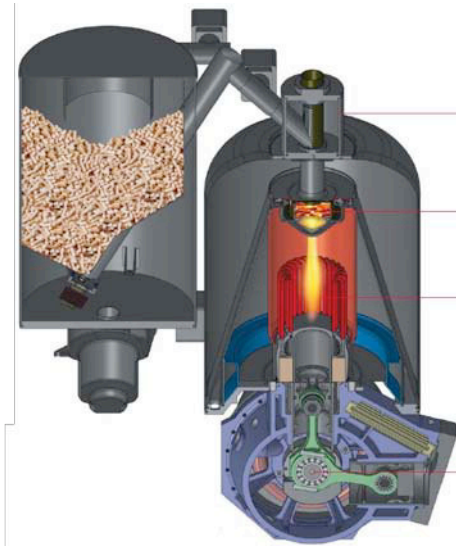


Abbildung 24: 3 kW_{el}-Pellet-Stirlingmotor von Sunmachine (links) mit Funktionsprinzip des Upside-Down-Brenners (rechts)

Vorteile:

- Niedriges Geräuschniveau, vibrationsarm
- Wartungsarm (Ausführung ohne Schmieröl)
- Externe Verbrennung
 - Niedrige Emissionen (z.B. bei katalytischer Erdgas-Verbrennung im FLOX[®]-Brenner)
 - Biomasse-Nutzung ab 2006 / 2007 geplant: Pellet-Versionen in Erprobung bzw. in Markteinführungsphase (u.a. bei Hoval, Maveria, Solo Stirling, Stirling Power Module, Sunmachine)
- Nutzung von Abwärme und Solarwärme möglich
- Serienfertiges Produkt (auf Erdgasbasis)
- Stufenlos modulierbar (Bsp. Solo Stirling)
 - 2 - 9,5 kW elektrisch
 - 8 - 26 kW thermisch

Nachteile:

- Elektrischer Wirkungsgrad Stirling kleiner als elektrischer Wirkungsgrad Motor-BHKW ($\eta_{\text{el. Stirling}} < \eta_{\text{el. Motor-BHKW}}$)
- Bisher im Vergleich zu Motor-BHKW nur wenige Anbieter
- Noch relativ hoher Preis: Solo Stirling: ca. 25.000 EUR für 9,5 kW_{el}; WhisperGen: ca. 4.500 EUR für 1,2 kW_{el}; Sunmachine Pellet: ca. 23.500 EUR für 3 kW_{el}
- F&E-Bedarf bei Komponenten (z.B. Pellet-Holzvergaser)

5.5.4 □ Dampf(schrauben)motor

In letzter Zeit ist eine gewisse Renaissance dieser seit über hundert Jahren genutzten, seit langer Zeit aber von Verbrennungsmotoren verdrängten Technik festzustellen. Zwei zukunftssträchtige Entwicklungen sollen besonders herausgestellt werden: Zum einen ermöglicht - ähnlich wie beim Stirlingmotor - die externe Verbrennung den flexiblen Einsatz von Brennstoffen, insbesondere die Nutzung von Biomasse. Zum anderen erlaubt der Trend zur Miniaturisierung die zukünftige Erschließung von Kleinst-KWK-Potenzialen z.B. im Wohnungsbau. Dies ist angesichts des zu erwartenden stark sinkenden Wärmebedarfs von energieeffizienten Gebäuden besonders wichtig.

Generell führen Dampfmaschinen ein Schattendasein im Vergleich zu etablierten Technologien (wie BHKWs) als auch zu anderen neuen Technologien (insbesondere der Brennstoffzellen). Dies führte dazu, dass trotz interessanter Ansätze und Stärken dieser KWK-Technologie der Durchbruch noch nicht gelungen ist.

Entwicklungspotenziale bestehen insbesondere noch bei der Verbesserung der elektrischen Wirkungsgrade, die deutlich unterhalb derjenigen von Verbrennungsmotoren liegen. Bei größeren Anlagen müssen ggf. sicherheitstechnische Auflagen beim Umgang mit Hochdruck-Dampf erfüllt werden (Personalaufwand).

Sofern der elektrische Wirkungsgrad nicht das Hauptkriterium bei der Auswahl einer KWK-Technologie ist und in Einsatzbereichen, wo bisher gar nicht oder nur mit großem Aufwand (z.B. durch Biomassevergasung) Strom und Wärme gekoppelt erzeugt werden konnten, kann der Dampf- bzw. Dampfschraubenmotor eine sehr interessante Alternative darstellen.

Dies gilt beispielsweise für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomasse als Alternative zur reinen Biomasseverbrennung in Heizkesseln oder aber die KWK-Nutzung in Kleinstanlagen für Einfamilienhäusern als Alternative zur ausschließlichen Wärmebereitstellung im konventionellen Erdgaskessel.

Neben dem ökologischen Nutzen kann sich - vor allem durch die verbesserten Einspeisebedingungen im novellierten EEG- und KWK-Gesetz sowie durch vermiedene Kosten beim Strombezug - zusätzlich ein finanzieller Mehrwert ergeben.

Im österreichischen Hartberg läuft ein mit Holzhackschnitzeln CO₂-neutral betriebener Dampfschraubenmotor mittlerer Leistung (710 kW_{el}) in weltweit erstmaliger Anwendung³¹. Bei einer Dampfleistung von 5.640 kW wird neben der elektrischen Energie ($\eta_{el} = 12,6 \%$) Fernwärme mit einer Leistung von 4.800 kW in das bestehende Netz ausgekoppelt.

Im sauerländischen Olsberg wurde in den vergangenen Jahren ein Dampf-Linearmotor (Freikolbendampfmaschine mit integriertem Lineargenerator) im Kleinstleistungsbereich (0,2 - 3,0 kW_{el} und 2 - 16 kW_{th}) zur Marktreife entwickelt. Insbesondere durch die gute Regelbarkeit und die Anpassung an den kleinen Leistungsbedarf ergeben sich außerordentlich große KWK-Anwendungs- und Wachstumspotenziale im Wohnungsbau (Ein- bzw. Mehrfamilienhäuser) und im gewerblichen Bereich.

³¹ Entwicklung des BHKW-Herstellers Köhler & Ziegler/Lollar und der Fa. IDEA/Dortmund im Rahmen eines EU-Projektes

Technologisch gesehen bietet insbesondere das erwähnte Konzept des kleinen 3,0 kW_{el}-Dampf-Linearmotors weitere Vorteile: Sicherheitstechnisch unbedenklich aufgrund geringer Dampfmengen (vergleichbar Espresso-Maschine); wartungsarm durch freischwingenden Kolben mit Lineargenerator – d.h. Ausführung ohne Getriebe, Radiallager und Ölschmierung; modulierende Fahrweise möglich; niedriges Geräuschniveau (vergleichbar Kühlschrank). Thermisch können maximal 16 kW Leistung ausgekoppelt werden, so dass für ein Einfamilienhaus die Anschaffung eines zusätzlichen Spitzenheizkessels entfällt.

Für größere Anlagen hat der Dampfschraubenmotor (s.o.) Vorteile gegenüber dem Dampfmotor, da dieser besonders robust ist und eine Dampfexpansion bis in das Nassdampfgebiet erlaubt.

Die Nutzung des Dampfschraubenmotors mittlerer Größe kann - als Alternative zur reinen Biomasseverbrennung - in Konzepte zur Nah- und Fernwärmeversorgung (in größeren Siedlungen, Gewerbebetrieben, Schulzentren, Schwimmbädern etc.) eingebunden werden und somit der Biomassenutzung neue Impulse geben. Mit der Holzabsatzförderrichtlinie der Landesforstverwaltung NRW (Hafö 2003)³² wurde bereits früh ein Förderrahmen gesteckt und der politische Wille zur strategischen Entwicklung der (Holz-)Biomassepotenziale dokumentiert.

Vorteile Dampfschraubenmotor (Biomasse-KWK):

- Robuste, wartungsarme Technik (Vorteil Schraube: Expansion bis in Nassdampfgebiet möglich)
- Externe Verbrennung mit niedrigen Emissionen und Möglichkeit der Biomasse-Nutzung (Holzhackschnitzel, Pellets, Pflanzenöl etc.)
- Stromgewinnung gegenüber reiner Biomasseverbrennung in Heizkesseln

Nachteile Dampfschraubenmotor (Biomasse-KWK):

- Elektrischer Wirkungsgrad Dampfmotor kleiner als elektrischer Wirkungsgrad Motor-BHKW ($\eta_{\text{el. Dampfmotor}} < \eta_{\text{el. Motor-BHKW}}$)
- Bisher nur große Anlagen verfügbar (Nah- bzw. Fernwärmenetz erforderlich)
- Sicherheitstechnische Auflagen beim Umgang mit Hochdruck-Dampf (Personalaufwand)
- Noch keine Serienfertigung

Vorteile Dampf-Linearmotor (Mikro-KWK):

- Erschließung von Kleinst-KWK-Potenzialen (Wohnungsbau / Gewerbe)
- Sicherheitstechnisch unbedenklich aufgrund geringer Dampfmengen

³² Holzabsatzförderrichtlinie Hafö 2003: Richtlinien über die Gewährung von Zuwendungen zur Verbesserung der Verarbeitungs- und Vermarktungsbedingungen forstwirtschaftlicher Erzeugnisse und des Einsatzes von Holz bei der energetischen Verwertung

-
- Niedriges Geräuschniveau
 - Wartungsarm durch freischwingenden Kolben mit Lineargenerator (Ausführung ohne Getriebe, Radiallager, Schmieröl; keine Radialkräfte)
 - Vollwertiger Ersatz konventioneller Gastherme (max. 16 kW_{th})
 - Weiter Modulationsbereich (zwischen 0,6 - 3,0 kW_{el} und 4,5 - 16 kW_{th})
 - Hoher Brennstoffnutzungsgrad (ca. 98 %) durch Brennwertnutzung unabhängig von der Rücklauftemperatur der Heizkreise
 - Externe Verbrennung
 - Niedrige Emissionen
 - Zukünftig Biomasse-Nutzung (Pellets, Pflanzenöl etc.)

Nachteile (Mikro-KWK):

- Elektrischer Wirkungsgrad Dampfmotor kleiner als elektrischer Wirkungsgrad Motor-BHKW ($\eta_{el. \text{ Dampfmotor}} < \eta_{el. \text{ Motor-BHKW}}$)
- Langzeitdemonstration steht noch aus
- Relativ hoher Preis (ca. 12.000 EUR Netto für 3,0 kW_{el})
- F&E-Bedarf bei Komponenten (z.B. Biomasse-Brenner)

5.5.5 □ Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle zur Hausenergieversorgung steht am Beginn der vorkommerziellen Feldtestphase und kann voraussichtlich ab 2010 in größerem Umfang in einem Markt mit guter Wachstumsperspektive eingesetzt werden. Hierfür müssen einerseits die technischen Voraussetzungen (Langzeitstabilität des Brennstoffzellenstapels, Produktionskapazitäten etc.) und andererseits die energiewirtschaftlichen Randbedingungen geschaffen werden (Markteinführungs- und Anreizprogramme).

Vor allem die Nutzung von Hochtemperaturbrennstoffzellen als (KWK-)Kraftwerk mit hohen elektrischen Wirkungsgraden (60 - 70 %) bietet mittel- bis langfristig gute Marktperspektiven, u.a. auch für die Nutzung alternativer Brennstoffe oder von Kohlegas.

Brennstoffzellen bieten die Chance, einerseits bislang ungenutzte Potenziale der Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung in kleinen Leistungsbereichen zu erschließen (Hausenergieversorgung) und andererseits in größeren stationären Anwendungen hohe elektrische Wirkungsgrade zu erzielen (Hochtemperaturzellen in Kombination mit Gasturbinen). Sie können eine wichtige Rolle als effiziente und flexible Brückentechnologie für den langfristigen Aufbau einer regenerativen Wasserstoffwirtschaft spielen.

Für die künftige kommerzielle Nutzung sind vor allem die drei Brennstoffzellentypen PEMFC (z.B. Vaillant), MCFC (z.B. MTU, Siemens-Westinghouse) und SOFC³³ (z.B. Hexis AG, Schweiz) von Interesse.

Die beiden letztgenannten Hochtemperaturtechnologien bieten mittel-/langfristig die Chance zur Nutzung alternativer Brennstoffe (Kohlevergasung, Biomasse, Sondergase etc.) sowie der Erschließung innovativer Anwendungsfelder und die Integration in das Energiesystem.

In Tabelle 11 und Tabelle 12 sind sowohl die gegenwärtigen Hemmnisse und Probleme als auch die fördernden Faktoren der Brennstoffzellentechnik für die Hausenergieversorgung als auch für größere KWK-Anwendungen aufgeführt.

Tabelle 11: Hemmnisse und Probleme bei Entwicklung und Markteinführung von Brennstoffzellen [WI 2004]

| Hausesenergieversorgung (< 10 kW_{el}) (PEMFC, SOFC) | Größere KWK-Anwendungen (10 kW_{el} bis 1 MW_{el}) (SOFC, MCFC, PEMFC) |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Leistungssteigerung PEMFC Stack (z.B. Hochtemperatur-PEM, neue Membranen) F&E Bedarf bei Integration der Komponenten (Balance of Systems) Teilweise Abhängigkeit bei Schlüsseltechnik von ausländischen Anbietern Nachweis von Langzeitstabilität und elektr. Wirkungsgrad im Praxisbetrieb steht noch aus Überwindung der Anfangskosten bis Kostendegression durch Massenfertigung erreicht ist Offene Fragen zur massenhaften Integration ins Stromnetz F&E Bedarf bei Steuerung, Kontrolle, Fahrweise und Integration als virtuelles Kraftwerk Zeitbedarf für Standardisierung, Normung, Zertifizierung Problem der "Überhitzung" der öffentlichen Brennstoffzellen-Euphorie mit Risiko des langfristigen Imageschadens | F&E Bedarf bei - Werkstoffen, Komponenten, Integration der Komponenten, Balance of Systems - Nutzung alternativer Brennstoffe - Kopplung mit Gasturbine Kosten für F&E (spez. für Prototypen) sind sehr hoch Abhängigkeit bei Schlüsseltechnik von wenigen Anbietern weltweit Kostensenkungspotenzial durch Massenfertigung unklar Starker Kostenwettbewerb mit alternativen KWK Techniken (Gasmotor, Gasturbine) |

³³ PEMFC: Proton Exchange Membrane Fuel Cell, MCFC: Molten Carbonate Fuel Cell, SOFC: Solid Oxid Fuel Cell

Tabelle 12: Fördernde Faktoren und Triebkräfte für Marktentwicklung von Brennstoffzellen [WI 2004]

| Hausenergieversorgung (< 10 kW_{el}) (PEMFC, SOFC) | Größere KWK-Anwendungen (10 kW_{el} bis 1 MW_{el}) (SOFC, MCFC, PEMFC) |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Massenmarkt lässt Kostendegression erwarten, Konkurrenzfähigkeit zu Alternativen ist realistisch</p> <p>Technologische Vorteile (elektr. Wirkungsgrad, Emissionen, Schall, Vibrationen, Teillastfähigkeit usw.)</p> <p>Starke Rolle von Erdgas bei Raumwärme / Warmwasser</p> <p>Ökologische Vorteile der KWK auch im kleinen Leistungsbereich</p> <p>Schlüsseltechnik für dezentrale Energiesysteme (virtuelles Kraftwerk, Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus REG, etc.)</p> <p>Positive öffentliche Resonanz, positives Image der Brennstoffzelle</p> <p>Exportmöglichkeiten in (Mittel-)Europa</p> | <p>Hoher elektrischer Wirkungsgrad, vor allem als SOFC-GT Hybrid</p> <p>Möglichkeit der Nutzung von HT-Abwärme</p> <p>Nutzung alternativer Brennstoffe</p> <p>Schlüsseltechnik für dezentrale Energiesysteme (virtuelles Kraftwerk, Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus REG, etc.)</p> |

Vorteile:

- Potenzial für sehr große elektr. Wirkungsgrade
- Gute Teillastwirkungsgrade
- Niedriges Geräuschniveau, vibrationsarm
- Wartungsarm (wenig bewegte Teile)
- Sehr niedrige Emissionen (nur H₂O, ggf. NO_x)
- Stufenlos modulierbar
- Zukunftsoption:
 - Kopplung von HT-Brennstoffzellen (z.B. SOFC) mit Mikro-GT
 - Multi-Fuel-Einsatz (Biomassevergasung, Sondergase, etc.)
- Hohes öffentliches Interesse

Nachteile:

- Demonstration hoher elektr. Wirkungsgrade und Standzeiten steht noch aus
- F&E-Bedarf bei Werkstoffen (für Stack...) und Komponenten (Reformer...)
- Preis noch unklar
- Verfügbarkeit noch unklar
- Problem der „Überhitzung“ der öffentlichen Brennstoffzellen-Euphorie mit Risiko des langfristigen Imageschadens

5.5.6 □ Marktübersicht Mikro-KWK

In der Abbildung 25 ist eine Marktübersicht (Stand: Juli 2006) des B.KWK (Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung) zu den oben beschriebenen innovativen Mikro-KWK-Technologien (ohne Gasturbinen und Brennstoffzellen) wiedergegeben. Vertreten sind dort Geräte von sieben Herstellern mit Angaben zu Leistungen, Brennstoffen und voraussichtlicher Markteinführung. Demnach werden Leistungsbereiche von 0,2 bis 9,5 kW elektrisch und 2 bis 36 kW thermisch abgedeckt. Die Markteinführung fand bei drei Geräten bereits in den Jahren 1996, 1999 bzw. 2004 statt und ist für die übrigen Anlagen für 2006 bzw. 2007 geplant.

MIKRO-KWK-ANLAGEN



Bundesverband
Kraft-Wärme-Kopplung e.V.

| | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|
| <p>Stand 3.5.2006</p> <p>Basis: Angaben der Hersteller, keine Gewähr durch den B.KWK</p> |  |  |  |  |  |  |  | | | |
| | Bezeichnung des Geräts | MicroGen | Lion POWERBLOCK | Dachts Heiz-Kraft-Anlage | SOLO STIRLING 161 mikroKWK-Modul | Sunmachine Pellet | WhisperGen | | | |
| | Technik | Gasmotor | Freikolben Dampf-Kraft-Maschine | Otto- und Dieselmotor | Stirlingmotor | Stirlingmotor | Stirlingmotor | | | |
| | Elektrische Leistung | 1,3 – 4,7 kW | 0,2 – 3 kW | 5 – 5,5 kW | 2 – 9,5 kW (stufenlos modulierbar) | 1,5 – 3 kW | 1,2 kW | | | |
| | Thermische Leistung | 4,0 – 12,5 kW | 2 – 16 kW | 10,3 – 12,5 kW 17,2 – 20,3 kW | 8 – 23 kW (stufenlos modulierbar) | 4,5 – 10,5 kW | 8 kW | | | |
| | Brennstoffe | Erdgas, Flüssiggas (Propan) | Erdgas, Flüssiggas | Erdgas, Flüssiggas, Heizöl, RME | Erdgas, Flüssiggas | Pellets | Erdgas, Flüssiggas, Diesel, Kerosin | | | |
| | Brennstoffleistung/ Leistungsbereich | 8,8 – 19 kW | 2,3 – 20 kW | 17,6 – 20,5 kW | 16 – 40 kW | 6,25 – 15 kW | 9,6 kW | | | |
| | Maße (Höhe/ Breite/ Tiefe) in mm | 1085 x 762 x 1370 | 1260 x 620 x 830 | 1000 x 720 x 1070 | 980 x 700 x 1280 | 1500 x 800 x 1200 | 500 x 850 x 600 | | | |
| | Leergewicht | 390 kg | 160 kg | 520 kg | 460 kg | Ca. 350 kg | 130 kg | | | |
| | Markteinführung | 1999 | geplant 2. Hälfte 2006 | 1996 | 2004 | geplant 2. Hälfte 2006 | Ende 2006 | | | |
| | Bis 2005 installierte Serengeräte | 1200 | - | 14.000 | 80 | - | - | | | |
| | Einsatzbereiche | Ein-, Mehrfamilienhäuser, Kleingewerbe, Landwirtschaft | Ein-, Mehrfamilienhäuser, Kleingewerbe | Ein-, Mehrfamilienhäuser, Hotels, Landwirtschaft | Mittlere bis große Gebäude | Ein-Zweifamilienhaus als Komplettheizung, bei größeren Gebäuden als renditestarkes Grundlagengerät | Einzelwohnungen, Einfamilienhäuser, Kleingewerbe | | | |
| | Internetadresse | www.ecopower.de | www.otag.de | www.senertec.de | www.stirling-engine.de | www.sunmachine.com | www.whispergen.co.nz | | | |

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK), email: info@bkwk.de, www.bkwk.de

Abbildung 25: Übersicht über innovative Mikro-KWK-Anlagen mit Verbrennungs-, Stirling- und Dampfmotoren-technik

5.6 Optionen der netzgebundenen Wärmebereitstellung aus Solarkollektoren

5.6.1 □ Vorteile Solarer Nahwärme

Üblicherweise versorgt eine Solaranlage nur ein Gebäude mit Wärme. Eine zentrale Solaranlage, aus welcher mehrere Gebäude über ein Nahwärmenetz versorgt werden, hat gegenüber den kleinen, individuellen Anlagen erhebliche Vorteile:

- Große Kollektorfelder lassen sich zu deutlich günstigeren Kosten als Kleinanlagen installieren [Nast 1997],
- Große Wärmespeicher sind bezogen auf den Wärmehalt bei weitem kostengünstiger als die üblichen, kleinen Brauchwasserspeicher in jedem Haus,
- Große Wärmespeicher kühlen langsamer aus als kleine Speicher. Dadurch wird eine saisonale Speicherung möglich, mit welcher Sonnenwärme aus dem Sommer bis in den Winter gespeichert werden kann.³⁴

Durch diese sog. Solare Nahwärme lässt sich technisch ein sehr großer, sonst für solare Wärme kaum zugänglicher Anteil am Raumwärmemarkt erschließen.

Solare Nahwärmeanlagen wurden in den skandinavischen Ländern entwickelt. Allein in Schweden wurden seit 1980 mehr als 27 Großanlagen (größer 500 m²) mit einer Gesamtfläche von 52 000 m² errichtet [Dalenbäck 2003]. Die größte davon mit einer Kollektorfläche von 10 000 m² in Kungälv (Abbildung 26).



Abbildung 26: Kollektorfeld in Kungälv/Schweden

³⁴ Auch bei Einfamilienhäusern ist technisch eine saisonale Wärmespeicherung möglich. Dies funktioniert aber nur bei Neubauten, welche um einen Warmwasserspeicher aufgebaut wurden. Der Warmwasserspeicher wird typischerweise zuerst installiert und dann erst das Gebäude aufgemauert. Die Wärmeverluste des Speichers tragen dann mit zur Beheizung des Hauses bei [Leukefeld 2006].

5.6.2 □ Große Kollektorfelder und saisonale Speicher

Wichtige Varianten von Solaren Nahwärmesystemen gibt es sowohl bei der Ausführung der Kollektorfelder und erst recht bei den saisonalen Speichern.

Die größten skandinavischen Kollektorfelder wurden am Erdboden installiert. Dies ist die kostengünstigste Variante. Sie wird im dicht besiedelten Deutschland bisher kaum und auch dann nur entlang von Wärmeschutzwällen eingesetzt (Abbildung 27). Bei den deutschen solaren Nahwärmanlagen werden i.d.R. Dachflächen von Neubauten für die Aufstellung von Kollektoren genutzt, teils aufgeständert auf Flachdächern, teils als integriertes Bauteil des Daches (Abbildung 28). In beiden Fällen kommen sehr große, schnell installierbare Kollektormodule zum Einsatz.



Abbildung 27: Lärmschutzwall mit Kollektor in Neckarsulm-Amorbach

Prinzipiell können Kollektorfelder für Solare Nahwärmesysteme auch auf Dächern von Altbauten installiert werden. Dem stehen aber sowohl organisatorische als auch technische Probleme entgegen. Die Organisation müsste so erfolgen, dass alle Dächer einer Altbausiedlung nahezu gleichzeitig mit Kollektoren belegt werden können. Aus technischer Sicht folgen aus den Dach- und Siedlungsstrukturen in Altbaugebieten relativ große Leitungslängen zwischen den Dächern und dem zentralen Speicher im Vergleich zur installierten Kollektorfläche. Bisher gibt es daher kein Beispiel für Solare Nahwärme von den Dächern einer Altbausiedlung.

Die Vielfalt, saisonale Speicher zu konstruieren, ist noch größer. Die Hauptvarianten sind:

- Heißwasserspeicher, welche dem traditionellen Verfahren, Wärme zu speichern, noch am nächsten kommt. Die Speicherwand kann aus Stahl, Beton oder glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) bestehen. Bei den Betonwänden wird zur Abdichtung gegen Wasserdampfdiffusion meist eine Auskleidung aus Edelstahl und bei einer Anlage in Hannover-Kronsberg ein Hochleistungsbeton eingesetzt. Die Speicher können teilweise oder vollständig in den Boden versenkt sein.

-
- Kies-Wasser-Speicher bestehen aus einer Grube, welche zunächst mit Wärmedämmung und einer Plastikfolie (meist HDPE) ausgekleidet und dann mit Kies und Wasser befüllt wird. Diese Speicher werden auch als künstliche Aquifere bezeichnet. Sie lassen sich nach Fertigstellung kaum noch erkennen, da sie mit der Geländeoberkante abschließen. Aufgrund seiner Bauart kann diese Speicherart problemlos Belastungen, wie z.B. Fahrzeuge, tragen. Die Temperaturen sind wegen des Alterungsverhaltens der HDPE-Folie nach oben begrenzt. Der Kies, welcher für diese Speicherart beschafft werden muss, ist ein relevanter Kostenfaktor.
 - Ein besonders billiges Speichermedium kann der vorhandene Erdboden sein. Ggf. kann hier die Sonnenwärme mittels Sonden, welche in Bohrlöcher versenkt werden, in das Erdreich eingeleitet und zu einem späteren Zeitpunkt wieder entnommen werden. Diese sog. Erdsondenspeicher können nur an der Erdoberfläche mit Wärmedämmung versehen werden. Sie müssen daher relativ groß dimensioniert sein, damit die Temperaturverluste, welche vom Verhältnis von Speicheroberfläche zu Speichervolumen abhängen, begrenzt bleiben. Außerdem ist die Realisierung von Erdsondenspeichern nur dort möglich, wo es keine Grundwasserbewegungen gibt, durch welche die eingespeiste Wärme an einen anderen Ort transportiert würde. Beim Erdsondenspeicher sind die entscheidenden Kostenfaktoren die Bohrlöcher – die in einem Abstand von ca. 2 m angeordnet werden - und die zugehörigen Sonden.
 - Eine sehr kostengünstige Speicherart sind die sog. Aquiferspeicher. Hier wird das Wasser in einer unterirdischen, wasserführenden (und wasserdurchlässigen) Schicht solar erwärmt. Für die Wärmezufuhr und -abfuhr werden nur zwei Bohrungen benötigt: Bei der Beladung wird durch die erste heißes Wasser injiziert und aus einer zweiten die gleiche Menge kalten Wassers wieder entnommen. Bei der Entladung wird die Richtung des Wasserstroms umgekehrt. Aquifere benötigen spezielle geologische Formationen. Die wasserführende Schicht im Untergrund muss nach oben und unten durch andere geologische Schichten abgedichtet sein. Außerdem muss das Wasser im Aquifer ruhen, solange es nicht gezielt durch die Pumpen umgewälzt wird. Es ist keine Wärmedämmung möglich. Daher müssen diese Speicher relativ groß ausgelegt sein oder nur bei geringen Temperaturen betrieben werden, um die Wärmeverluste in Grenzen zu halten.
 - Eine weitere Variante saisonaler Wärmespeicher sind wassergefüllte Granitkavernen. Hier liegen in Schweden bereits langjährige Erfahrungen vor, wo Granitkavernen sowohl bei der strategischen Speicherung von Erdöl als auch bei dem 100 000 m³ fassenden saisonalen Wärmespeicher in Lyckebo genutzt werden. Da hier auf eine Wärmedämmung vollständig verzichtet wird (10 m Granit haben die gleiche wärmedämmende Wirkung wie 10 cm Dämmstoff), sind Granitkavernen erst ab einer Größe von ca. 100 000 m³ sinnvoll einsetzbar. Diese Speicherart ist allerdings auf oberflächennahen, rissfreien Granit angewiesen. Derartige geologische Formationen werden in Schweden häufig und in Deutschland überhaupt nicht angetroffen.

5.6.3 □ In Deutschland realisierte Projekte

In Deutschland wurden im Rahmen des BMU-Programms „Solarthermie 2000“ Pilotprojekte für die meisten der oben aufgeführten Konfigurationen von Solaren Nahwärmenetzen realisiert [Fisch 2005; PTJ 2004]. Im Einzelnen sind dies:

- Neckarsulm-Amorbach mit derzeit 5 300 m² Kollektorfläche, welche teils auf einer Sporthalle, einer Schule und als Parkplatzüberdachung aufgeständert und teils in Dächer und einen Lärmschutzwall integriert wurden (Abbildung 28 und Abbildung 27). Es wurde ein Erdsondenspeicher mit 63 000 m³ Speichervolumen und 1300 jeweils 30 m langen Sonden installiert.



Abbildung 28: Blick auf Kollektordächer vom Kamin der Heizzentrale in Neckarsulm-Amorbach

- Friedrichshafen-Wiggenhausen mit derzeit 2 700 m² Kollektorfläche (geplant sind im Endausbau 5 600 m²), welche auf Mehrfamilienhausblocks aufgeständert wurden. Der mit Edelstahl ausgekleidete Betonspeicher fasst 12 000 m³ heißes Wasser. Er ist zur Hälfte in der Erde versenkt und wird winters als Schlittenbahn und im Sommer für Mountainbikes benutzt (Abbildung 29).



Abbildung 29: Saisonaler Speicher (12 000 m³) in Friedrichshafen-Wiggenhausen

- Hamburg-Bramfeld mit 3 000 m² Kollektorfläche, welche in die Dächer von 124 Einfamilienhäusern integriert sind. Der 4 500 m³ fassende Heißwasserspeicher ist, um eine etwaige Wanderung von Kröten nicht zu behindern, weitgehend in der Erde versenkt.
- Hannover-Kronsberg mit 1 350 m² Kollektorfläche auf Mehrfamilienhäusern. Der 2 750 m³ fassende Wärmespeicher wurde in Hochleistungsbeton mit geringem Dampfdiffusionskoeffizient ausgeführt, sodass eine wasser- und dampfdichte Auskleidung des Speichers eingespart werden konnte.
- In Steinfurt-Borghorst wurde als eine von 50 Solarsiedlungen in Nordrhein-Westfalen ein kleines Solares Nahwärmesystem für 11 Reihenhäuser im Passivhausstandard errichtet. Die Wärme aus 510 m² Kollektoren von den Dächern der Häuser wird in einen 1 500 m³ fassenden Kies-Wasserspeicher geleitet. Das Projekt dient vor allem Demonstrationszwecken. Aus wirtschaftlicher Sicht interessant können für diese Technologie nur größere Systeme sein, die eine entsprechend größere Anzahl von Gebäuden versorgen.
- In Rostock-Brinkmannshöhe wurden als Wärmespeicher 20 000 m³ eines Aquifers genutzt, welcher sich 15 bis 30 m unter einem neu errichteten Mehrfamilienhaus mit 108 Wohnungen befindet. Das architektonisch anspruchsvolle Kollektorfeld umfasst insgesamt 1 000 m² und ist in 10 Teilfelder auf dem Dach des Mehrfamilienhauses unterteilt. Die Wärme wird bei einem relativ geringen Temperaturniveau von maximal 50°C (also ca. 40 °C weniger als bei wärmegeämmten Speichern) eingespeist. Bei der nachfolgenden Nutzung der Sonnenwärme wird eine Wärmepumpe mit hoher Leistungsziffer zur Unterstützung herangezogen.

- Noch im Bau befindet sich das Solare Nahwärmesystem in Crailsheim- Hirtenwiesen II. Nach Fertigstellung im Jahr 2007 wird die Anlage aus 7 300 m² Kollektorfläche, deren größter Teil in einem Lärmschutzwall integriert ist, Sonnenwärme in einen Erdsondenwärmespeicher (40 500 m³) einspeisen. Die Be- und Entladung dieses Speichers wird durch zwei Heißwasser-Pufferspeicher mit einem Volumen von zusammen 550 m³ unterstützt. In das System ist auch eine Wärmepumpe integriert.

Das Land Nordrhein-Westfalen initiierte 1997 das Projekt „Mit der Sonne bauen - 50 Solar-siedlungen in Nordrhein-Westfalen“. Solare Nahwärme wurde innerhalb dieses Projektes bisher nur in Steinfurt-Borghorst realisiert (s.o). Interessant in diesem Zusammenhang ist in NRW das ökologische Siedlungsprojekt „Bielefeld-Waldquelle“, welches bereits 1997 fertig gestellt wurde. Hier konnten u.a durch Kellerverlegung sehr günstige Kosten von 90 €/m_{Trasse} (176 DM/m_{Trasse}) für das Nahwärmenetz bei einer Trassenlänge von insgesamt 1 136 m erreicht werden /Graw, 1995/. Mit Wärme versorgt werden die 130 Wohneinheiten der Siedlung durch ein BHKW.

5.7 Optionen der netzgebundenen Wärmebereitstellung aus Biomasse

Die Optionen für eine Biomassenutzung zur netzgebundenen Wärmebereitstellung sind in ihrer Vielfalt eng verbunden mit den verschiedenen Produkten, die aus Biomasse gewonnen werden können. In Abhängigkeit von den vorangegangenen Aufbereitungs- bzw. Umwandlungsstufen des Rohstoffs Biomasse kann Biomasse in seiner annähernd natürlichen Form (z.B. Holz) oder nach der Durchführung mehr oder weniger aufwendiger Umwandlungsprozesse (z.B. Biogas, Biokraftstoff) zur End- oder Nutzenergiebereitstellung eingesetzt werden (vgl. Abbildung 30). In der Regel kann davon ausgegangen werden: Je aufwendiger der Umwandlungsprozess, um so vielseitiger sind die Einsatzmöglichkeiten und somit auch die Nutzungsoptionen für die Biomasse. Entsprechend kann für die netzgebundene Wärmebereitstellung zwischen zwei grundsätzlichen technologischen Einsatzoptionen unterschieden werden:

- Anlagentechnologien, die eine direkte Biomassenutzung ohne große Aufbereitungs- und Umwandlungsprozesse ermöglichen wie zum Beispiel Holzhackschnitzelkessel und
- Anlagentechnologien, die nicht speziell auf eine Biomassenutzung ausgelegt sind und bisher für den Einsatz fossiler Brennstoffe konzipiert wurden (z.B. Blockheizkraftwerke) und nach mehr oder weniger aufwendigen Aufbereitungs- und Umwandlungsprozessen des Rohstoffs Biomasse aber als Einsatztechnologien genutzt werden können.

Neben diesen beiden grundsätzlichen technologischen Optionen für die Biomassenutzung ist zudem mit Blick auf die Wärmebereitstellung zu unterscheiden zwischen

- einer ergänzenden Brennstoffzuführung der Biomasse (Mitverbrennung) in Verbrennungsanlagen und von dem Energieträger Biomasse unabhängigen Gestaltung der Wärmenetze und

-
- einer ausschließlichen Biomassenutzung zur Versorgung von Wärmenetzen und ggf. auf die besonderen Nutzungsbedingungen der Biomasse ausgerichteten standort-spezifischen Wärmeversorgung.

Aufgrund dieser generellen technologischen Optionen für die Biomassenutzung in Wärmenetzen werden nachfolgend zunächst die Biomassepotenziale und anschließend die konkreten Einsatzooptionen nach der Art der Biomasse (fest, gasförmig, flüssig) beschrieben und hinsichtlich ihrer Chancen und Grenzen für die netzgebundene Wärmebereitstellung bewertet.

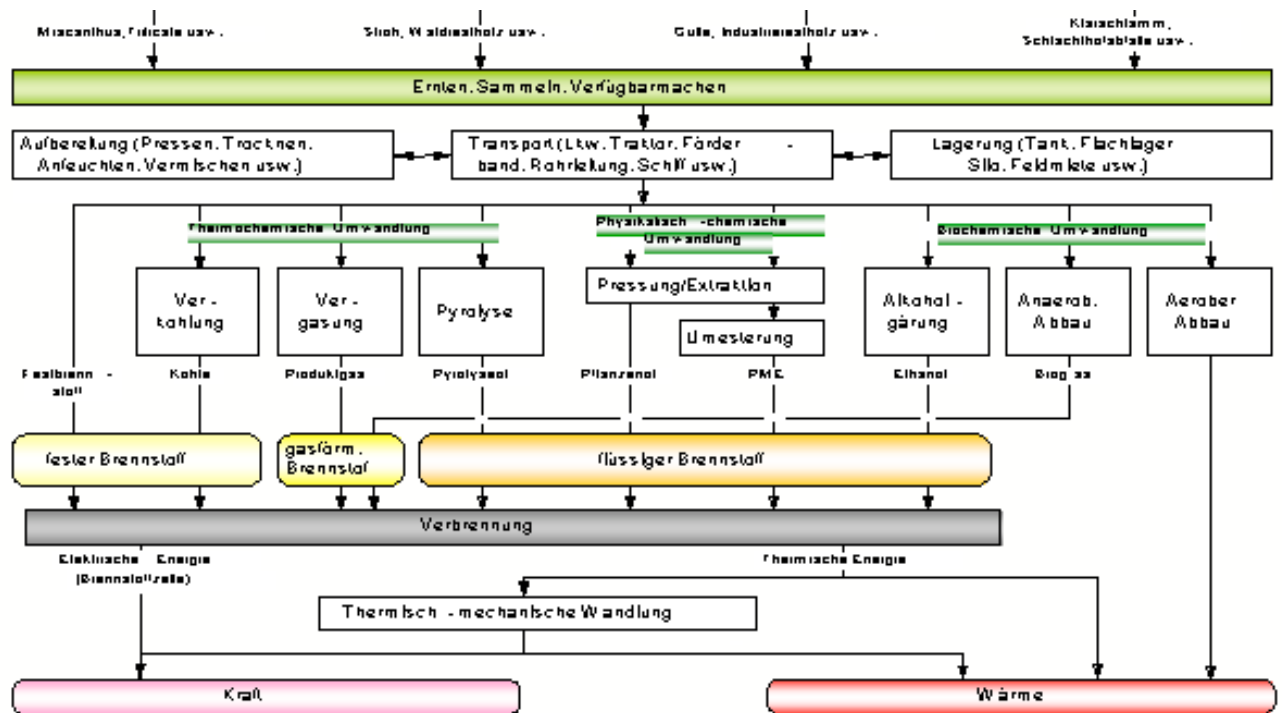


Abbildung 30: Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse zur End- und Nutzenergiebereitstellung [Hartmann, Kaltschmitt 2002]

5.7.1 Biomassepotenziale

Bei der Bestimmung der Ressourcen der Bioenergieträger wird zwischen theoretischen, technischen, wirtschaftlichen und erschließbaren Potenzialen unterschieden. Nachfolgend werden hier die technisch einsetzbaren Potenziale der biogenen Ausgangsstoffe betrachtet, die entweder durch den Anbau von Energiepflanzen bereit gestellt werden könnten oder als Rückstände, Nebenprodukte bzw. Abfälle (zusammengefasst als Reststoffe bezeichnet) regelmäßig anfallen.

Um das Gesamtpotenzial zu bestimmen, können die betrachteten Reststoffe addiert werden, da diese unabhängig voneinander anfallen. Beim Anbau von Energiepflanzen kann das Potenzial jedoch jeweils nur als Alternative angegeben werden, da die für den Anbau von Energiepflanzen vorhandenen Ackerflächen nur für eine Energiepflanzenart zugleich nutzbar sind. Mischkulturen werden nicht betrachtet.

Potenziale durch den Anbau von Energiepflanzen

Bei der Bestimmung der Potenziale aus Energiepflanzen wird der Ansatz verfolgt, dass ein bestimmter Anteil der verfügbaren Ackerfläche nicht für die Nahrungsmittelerzeugung benötigt wird und daher für den Anbau von Energiepflanzen bereit steht. Dies entspricht auch der gegenwärtigen Agrarpolitik der Europäischen Union (EU), die eine Stilllegung von ca. 8 bis 9 % aller Ackerflächen zur Vermeidung von Überproduktion vorschreibt [BMVEL 2005].

Gegenwärtig werden bevorzugt die jeweils unfruchtbarsten Flächen stillgelegt. Unter der Annahme, dass der Markt für Bioenergieträger wirtschaftlich gleich gute Erlöse wie der Markt für Nahrungsmittel erbringt, kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Flächen in gewissem Umfang austauschbar sind. Damit können im Rahmen der Fruchtfolge alle Flächen zeitweise für Energiepflanzen und zeitweise für die Nahrungsmittelproduktion genutzt werden. Unter der weiteren Annahme, dass 15 bis 20 % der Flächen für den Energiepflanzenanbau genutzt werden können, ist es theoretisch möglich, diesen Flächenanteil durchweg mit den gleichen Energiepflanzen zu bebauen, da eine Fruchtfolge mit den übrigen Feldfrüchten erfolgt und der Energiepflanzenanbau somit jährlich auf einem anderen Acker erfolgt. Es werden daher die Potenziale unter der Annahme errechnet, dass ca. 17 % aller Ackerflächen für Energiepflanzen genutzt werden könnten, dies entspricht in Deutschland rund 2 Mio. Hektar. Von dieser Anbaufläche kann zumindest mit einem Zeithorizont bis 2010 ausgegangen werden. Für den längerfristigen Zeithorizont bis 2020 könnte eine Fläche von bis zu 4 bis 6 Mio. ha zur Verfügung stehen /IE 2005/. Dauergrünland, Wald und andere Flächen werden nicht berücksichtigt.

Unter der hypothetischen Annahme, dass diese Fläche jeweils mit dem Anbau nur einer Energiepflanze genutzt wird, lassen sich aus den verschiedenen Energiepflanzen unterschiedliche Energieträger bereitstellen: Festbrennstoffe (Holz und Getreideganzpflanzen), flüssige Brennstoffe (Bioethanol auf der Basis stärke- und zuckerhaltiger Pflanzen sowie Pflanzenöl aus Ölsaaten) sowie für Biogas (aus nachwachsenden Rohstoffen, hier Maissilage). Der aus dem Anbau von Energiepflanzen auf dieser Fläche zu erwartende Primärenergieertrag beträgt etwa 77 bis 340 PJ³⁵ im Jahr (vgl. Abbildung 30).

Potenziale durch Nutzung anfallender biogener Reststoffe

Die biogenen Reststoffe umfassen Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle, die in der Landwirtschaft, der Holz- und Lebensmittelverarbeitung sowie am Ende der Nutzungskette anfallen. Es stehen die Biomassen zur Verfügung, die nicht zur stofflichen Nutzung (z. B. Möbelbau) vorgesehen sind oder aus dieser ausscheiden. Da für die folgende Untersuchung nur die in der Land- und Forstwirtschaft sowie der weiterverarbeitenden Holzindustrie anfallenden Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle relevant sind, bleiben alle übrigen Reststoffe unberücksichtigt.³⁶ Folgende biogene Reststoffe stehen als Potenziale zur Verfügung:

- **Holzartige Reststoffe** Es wird für die einzelnen Fraktionen davon ausgegangen, dass jeweils 80 % der anfallenden Rinden energetisch genutzt werden können. Folgende drei Holzfraktionen sind für die energetische Nutzung von Bedeutung:
- Industrieresthholz

³⁵ Sonnenblume nicht berücksichtigt.

³⁶ Dies sind anfallende Schwarzlauge (Black Liquor) aus der Zellstoffindustrie, Rückstände aus der Getränke- und Genussmittelherstellung sowie der Zuckerherstellung, Schlachtabfälle und Rückstände aus der Fleischverarbeitung, Abwässer, Klärschlamm und Deponiegas. Darüber hinaus bleiben Rübenblatt und Kartoffelkraut als Biogassubstrat unberücksichtigt, da bei ihrer Abfuhr vom Feld ein starker Nährstoffentzug durch erhöhte Düngung ausgeglichen werden müsste [KTBL 2002].

-
- **Sägenebenprodukte**
Das Potenzial wird unter Berücksichtigung des spezifischen Restholzfaktors bzw. der Schnittholzausbeute abgeleitet. Der Potenzialableitung zugrunde liegt die Schnittholzproduktion im Jahr 2000 [UN 2004].
 - **Holzwerkstoffindustrie**
Für den spezifischen Restholzanfall wurden die für Deutschland im Rahmen einer Ökobilanzierung ermittelten Ergebnisse angesetzt [Frühwald 2000].
 - **Zellstoff- und Holzschliffindustrie**
Es fallen nur Rinden als energetisch nutzbare Reststoffe an.
 - **Altholz**
Zum Altholzvorkommen bestehen keine detaillierten Statistiken. Daher wird nach [IE 2003] von etwa 73 kg Altholz je Einwohner und Jahr ausgegangen, die für eine energetische Verwertung zur Verfügung stehen.
 - **Gehölzschnitt aus landwirtschaftlicher Produktion**
Für die einzelnen Gehölzschnittfraktionen wird unterstellt, dass rund 80 % des anfallenden Holzes energetisch genutzt werden kann.
 - **Halmgutartige Reststoffe** Für das bei der Produktion von Weizen, Gerste, Roggen, Hafer, Körnermais, Raps, Sonnenblumen, Erbsen und Bohnen anfallende Stroh wird ein energetisch nutzbarer Anteil von 30 % angenommen. Der überwiegende Anteil des Strohaufkommens wird somit weiterhin zur Erhaltung der Bodengüte untergepflügt oder auch anderweitig zum Beispiel im Rahmen der Tierhaltung genutzt. Für die zur Verfügung stehende Strohmenge wird der Mittelwert aus den Jahren 1998 bis 2002 verwendet. [FAO 2000].
 - **Sonstige Reststoffe** zur Bestimmung des energetisch nutzbaren Biogaspotenzials aus Exkrementen (Gülle) werden die Nutztierarten Rinder, Schweine und Hühner berücksichtigt. Das Aufkommen an Exkrementen wird aus dem Tierbestand ermittelt. Aufgrund einer überwiegenden Freilandhaltung bzw. eines ohnehin sehr geringen Anfalls von Exkrementen bleiben andere Nutztierarten wie Schafe, Ziegen, Pferde, Gänse und Enten bei der Potenzialbestimmung unberücksichtigt. Datenbasis für den Tierbestand ist [Wilfert, Schattauer 2002].

Die technischen Potenziale der zuvor beschriebenen biogenen Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle (zusammengefasst als „Reststoffe“ bezeichnet) ergeben einen möglichen Primärenergieertrag zwischen etwa 2 und fast 200 PJ im Jahr. In Summe steht ein biogenes Reststoffpotenzial von ca. 480 PJ zur Verfügung.

Der zusammenfassende Überblick des durch Anbau von Energiepflanzen und biogene Reststoffe in Deutschland vorhandenen Biomassepotenzials ist in Abbildung 31 dargestellt. Bezogen auf die Einzelpotenziale können mit Energiepflanzen die größten Erträge erzielt werden. Allerdings können diese Potenziale aus Energiepflanzen – wie bereits erläutert – nicht addiert werden, sondern stehen nur als Nutzungsalternativen zur Verfügung. Die Summe der biogenen Reststoffe mit annähernd 500 PJ und das größte Potenzial der Energiepflanzen

(Weizen als Ganzpflanze) führt zusammengenommen zu einem Bioenergieträgerpotenzial von fast 820 PJ. Aufgrund von Flächen- und Nutzungskonkurrenz steht die Biomasse allerdings nicht vollständig zur Wärme- bzw. Strom-/Wärmeerzeugung zur Verfügung, sondern wird zum Beispiel auch zur Kraftstoffgewinnung genutzt.

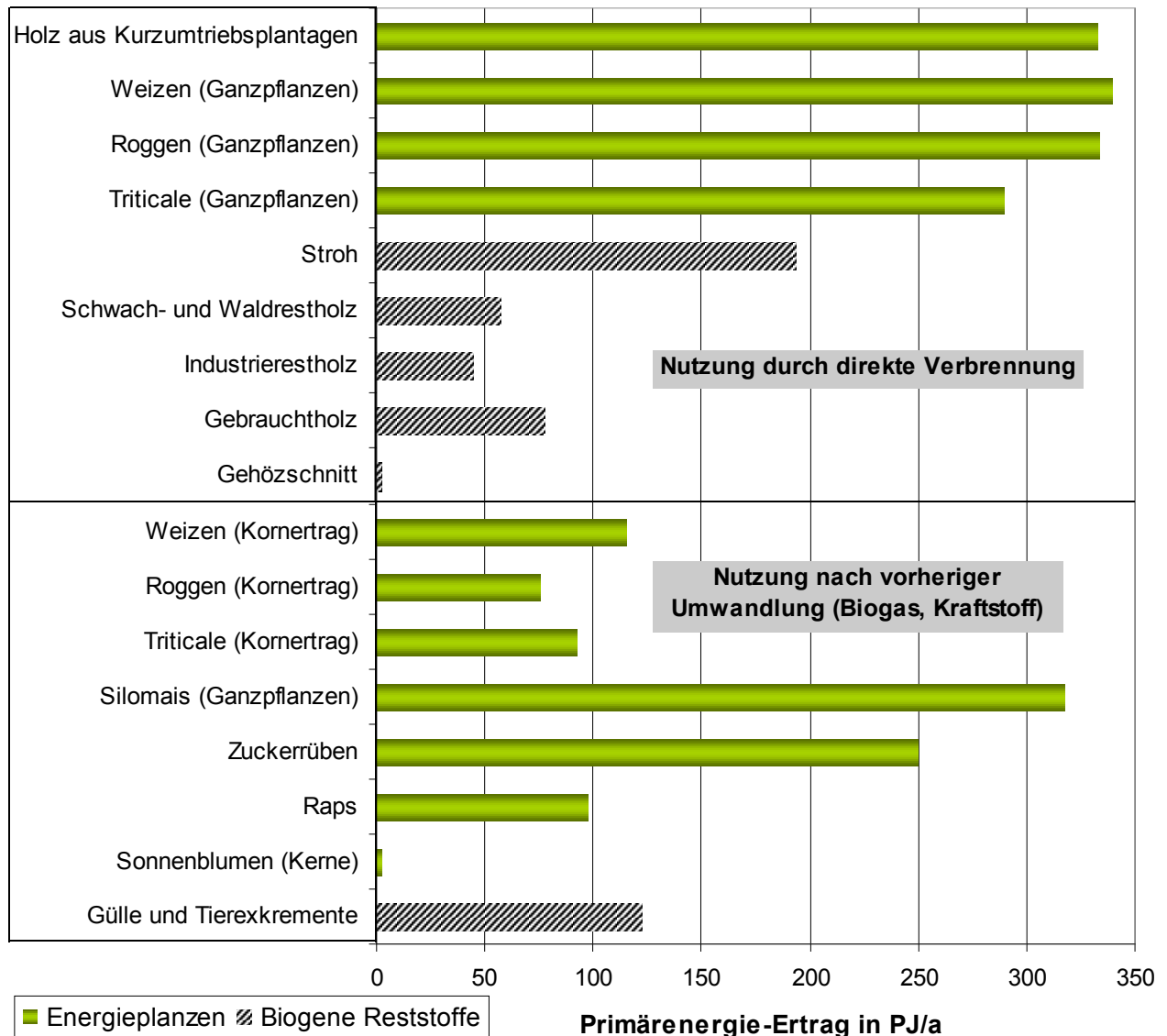


Abbildung 31: Bioenergieträgerpotenzial in Deutschland Energiepflanzen: Anbau auf jeweils 2 Mio ha, außer Sonnenblumen nur auf 80.000 ha angenommen, Potenziale alternativ Reststoffe: Potenziale adaptierbar [IE 2004/,/FAO 2000]

5.7.2 □ Nutzungsoptionen für Biomasse

Die Nutzungsoptionen für Biomasse zur netzgebundenen Wärmebereitstellung werden nachfolgend unter dem Blickwinkel

- fester,
- gasförmiger und
- flüssiger

Brennstoffe dargestellt, da sich mit dem jeweiligen Endprodukt aus Biomasse auch unterschiedliche Nutzungsoptionen verbinden.

Optionen fester Brennstoffe aus Biomasse

Zu den festen Brennstoffen aus Biomasse gehören sowohl der speziell zur energetischen Nutzung betriebene Pflanzenanbau³⁷ als auch anfallende Reststoffe vorwiegend aus industrieller und landwirtschaftlicher Produktion³⁸. Für die Nutzung als Energieträger sind in der Regel nur geringe Aufbereitungsmaßnahmen erforderlich.

- Bei der Aufbereitung von Holz oder Stroh erfolgt vor allem die Zerkleinerung und gegebenenfalls die Herstellung von Presslingen aus Sägespänen und Mahlgut. Im Falle landwirtschaftlicher Produkte wird z. B. Getreide oder Mais als Ganzpflanze siliert.
- Zur Zerkleinerung der Biomasse werden Holzspalter, Hacker oder Mühlen verwendet. Zur Auflösung von Strohballen werden maschinelle Ballenauflöser eingesetzt.
- Das nach der Getreideernte auf dem Feld abgelegte Stroh kann aufgesammelt und durch Pressen zum leichteren Transport und zur Lagerung verdichtet werden. Hierzu werden vor allem Quaderballenpressen und Rundballenpressen eingesetzt.

Bei der klassischen Verbrennung fester Biomasse in entsprechenden Feuerungsanlagen ist die Wärmebereitstellung in allen Leistungsbereichen seit Jahrzehnten im praktischen Einsatz. Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung in Anlagen im Leistungsbereich größer 1 MW_{el} über konventionelle Dampfprozesse (Turbine) ist ebenfalls Stand der Technik und hat in Deutschland infolge des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erheblich an Bedeutung gewonnen. Demgegenüber ist die gekoppelte Strom-/Wärmeerzeugung im kleinen Leistungsbereich (kleiner 1 MW) mit hohen Stromwirkungsgraden erst am Anfang der Entwicklung. Für Anlagen ab 500 kW_{el} bestehen bereits gute Erfahrungen (ca. 2 Jahre Erprobungszeitraum). Weiterhin gibt es erste Praxiserfahrungen mit Anlagen ab 250 kW_{el}, in denen mittels Vergasung der festen Biomasse eine energetische Nutzung in Blockheizkraftwerken ermöglicht wird. Unterhalb der Leistungsklasse von 250 kW_{el} befinden sich Anlagen mit KWK-Nutzung noch im Erprobungsstadium.

³⁷ Holz aus Kurzumtriebsplantagen, Getreideganzpflanzen

³⁸ Stroh, Schwach- und Waldrestholz, Industrieholz, Gebrauchtholz, Gehölzschnitt

| |
|--------------------------------------------------------|
| BEST PRACTICE: Größte Holzpellettheizung in NRW |
|--------------------------------------------------------|

| |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Im April 2006 wurde in Alsdorf bei Aachen die mit 830 Kilowatt größte Holzpellettheizung NRWs eingeweiht. Die Anlage versorgt 123 Wohneinheiten. Der jährliche Verbrauch der Anlage von rund 500 Tonnen Pellets entspricht 250.000 Litern Heizöl. Durch den Umstieg auf den umweltfreundlichen Brennstoff lassen sich jährlich 720 Tonnen CO ₂ einsparen. |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

| |
|------------------------------------------------------------|
| BEST PRACTICE: Passivhäuser im Gewerbepark Karlsbad |
|------------------------------------------------------------|

| |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Versorgt werden 12 Häuser in je einer Dreier-, Vierer- und Fünfergruppe. Neben einem Holzpellet-Kessel mit 32 kW Leistung wurde ein Gasbrennwertkessel zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt. Eingebunden in das Nahwärmekonzept wurde die Dachfläche der angrenzenden Druckerei. Auf dem Dach des Unternehmens befinden sich 50 Quadratmeter Vakuumröhrenkollektoren (bis 35 kW Leistung, ca. 25.000 kWh pro Jahr). Der Gesamtverbrauch der 12 Häuser liegt bei 9,7 Tonnen Holzpellets im Jahr mit 5.000 kWh pro Tonne. |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Vorhandene Feuerungsanlagen zur Holznutzung sind prinzipiell auch zur Verbrennung von Stroh oder Getreideganzpflanzen geeignet. Damit auch Ballen verarbeitet werden können, muss das System der Brennstoffzufuhr dafür angepasst werden. Diese Anpassung erfordert neben dem Ballentransport und der automatischen Ballenauflösung auch den dosierbaren Weitertransport der Halmgüter in den Feuerraum. Bei der Verbrennung von Stroh und Halmgütern muss mit einem erhöhten Ascheanfall und korrosiverem Rauchgas gerechnet werden. Für die Stroh- und Getreideganzpflanzennutzung müssen noch weitere technologische Entwicklungen erfolgen, um einen problemlosen Anlagenbetrieb langfristig zu gewährleisten.

Hinsichtlich der Voraussetzungen für eine Nutzung fester Biomasse zur netzgebundenen Wärmebereitstellung ergeben sich grundsätzlich keine anderen Anforderungen als bei anderen Energieträgern. Hinsichtlich des Anlagenstandortes sind ausreichende Flächen für die Brennstofflagerung vorzuhalten. Im Wettbewerb mit anderen Energieträgern kann jedoch unter Kostenaspekten eine Diskrepanz zwischen Anfall der Biomasse und Ort des Wärmebedarfs bestehen. Während ein Holztransport auch über längere Distanzen bereits heute praktiziert wird, ist der Transportaufwand von Pflanzen mit geringem Energieinhalt oder von Stroh wirtschaftlich nur eingeschränkt wettbewerbsfähig. Insbesondere im Hinblick auf kleinere Wärmenetze bietet sich eine Nutzung in der Nähe des Biomasseanfalls an, so dass hierfür insbesondere – aber nicht ausschließlich – ländliche Regionen besonders in Betracht kommen.

Optionen gasförmiger Brennstoffe aus Biomasse

BEST PRACTICE: Biomasse-Kraftwerk Sellessen

Das im April 2006 eingeweihte Kraftwerk versorgt einen, wegen des Braunkohletagebaus, umgesiedelten Ort mit 3,5 MW_{th} Nahwärme über ein 15 Kilometer langes Leitungsnetz. Der Rohstoffbedarf wird zu 85 Prozent aus bisher ungenutztem Holz gedeckt, das bei der Tagebau-Beräumung anfällt. Später soll das Kraftwerk seinen Rohstoff aus den im Rahmen eines Forschungsprojektes in Kooperation mit der BTU Cottbus und der Lausitzer und Mitteldeutschen Bergbauverwaltungsgesellschaft entwickelten sog. Energiewälder beziehen, die auf dem Gelände der Tagebaue kultiviert werden. Auf dem rund 170 Hektar großen Rekultivierungsgelände sollen schnell wachsende Bäume angepflanzt werden, die zu Hackschnitzeln verarbeitet werden können. Die anfallende Roh-Biomasse wird auf 1.500 Tonnen pro Jahr geschätzt.

BEST PRACTICE: Nahwärme Obsteig (Tirol)

42 Wohneinheiten, eine Schule und ein Einzelhandelsgeschäft werden derzeit ganzjährig mit Wärme für Heizung und Warmwasserbereitung aus einem Biomasseheizwerk und einer Solaranlage über ein Nahwärmenetz versorgt.

Der Biomassekessel wird mit Wald- und Industriebhackgut beheizt. Der Betrieb läuft vollautomatisch und der Brennstoff wird nach Bedarf angeliefert, d.h. das Heizwerk hat nur ein unterirdisches 2-3 Wochenlager und keine Langzeit-Lagerhalle. Die zentrale Solaranlage deckt während der Sommermonate den Großteil des Wärmebedarfes ab, der Biomassekessel kann im Sommer daher stillgelegt werden. Eine Ölkesselanlage ergänzt den Biomassekessel und wird bei Bedarf automatisch in Betrieb genommen. Die Anlage liefert nur **Wärme**.

thermische Leistung: 440 kW

jährlicher Rohstoffbedarf für das Holzheizwerk: 1.600 Schüttraummeter

Solaranlage: 300m²

Quelle:

http://www.nahwaerme.net/html/nahwaerme_at_-_projekt_obsteig.html

<http://obsteigaktuell.heim.at/dorf/biomasse/>

BEST PRACTICE: Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen (Bayern)

Eine exakte Bedarfsanalyse ermittelte den Bedarf an Prozessdampf (durch das Unternehmen HIPP), Fernwärme- und Kälte (HIPP, Ilmtalklinik, Brauerei, lokale Bevölkerung), welcher mit einem Biomasse-Heizkraftwerk und einem Fernwärmenetz optimal gedeckt werden konnte. Zur Reserve- und Spitzenlastdampferzeugung kommen zwei zweistoffbefeuerte Dampfkessel (Gas und Öl) zum Einsatz.

Mit dem Hochtemperatur-Fernwärmentz werden Prozesswärmeabnehmer und Abnehmer für Heizwärme versorgt, des Weiteren werden Absorptionskältemaschinen betrieben, um drei Großkunden mit Kälte zu versorgen.

Durch die Rauchkondensation kann die im Rauchgas enthaltene Abwärme nutzbar gemacht werden. Diese wird in das Mitteltemperatur-Fernwärmenetz eingespeist und versorgt die Abnehmer mit Raumwärme und Brauchwarmwasser.

Die Anlage liefert **Strom, Prozessdampf, Fernwärme** und **Kälte**.

thermische Leistung: 23,5 MW bzw. 28 MW

elektrische Leistung: 6,1 MW

jährlicher Rohstoffbedarf für das Holzheizwerk: 300.000 Schüttraummeter

Quelle:

Abschlussbericht; Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen, Nov. 2003

BEST PRACTICE: Energiepark KonWerl

Seit Mai 2003 versorgt im westfälischen Werl ein Biomasse-Heizkraftwerk 100 Haushalte, Gewerbebetriebe und öffentliche Gebäude mit Heizwärme und Strom. Das dezentrale Energie-Management-System der Firma Siemens liefert Prognosen für elektrische und thermische Lasten in Abhängigkeit von Tagestyp, Uhrzeit und Wettereinflüssen und ermöglicht dadurch eine optimale Anpassung und Auslastung entsprechend der schwankenden Nachfrage.

Beim anaeroben Abbau organischer Stoffe, d. h. dem Abbau unter Sauerstoffabschluss, entsteht ein Mischgas (Biogas), das zu 55 bis 70 % aus Methan besteht. Es kann in Motoren zur Wärme-, Strom- und Kraftbereitstellung genutzt werden. Anlagen zur anaeroben Fermentation werden beispielsweise in Kläranlagen zur Klärschlammstabilisation eingesetzt (Faultürme). Für die Vergärung von Gülle und die anschließende Gasnutzung in Motoren mit gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme wurden in den letzten Jahren eine Vielzahl von Anlagen errichtet (Biogasanlagen). Die Gaserzeugung und -nutzung aus Gülle kann somit als Stand der Technik betrachtet werden. Neben der Nutzung von Gülle gewinnt die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro) vor allem durch den Einsatz von Maissilage für die Biogasproduktion zunehmend an Bedeutung.

Der Standort von Biogasanlagen ist eng gekoppelt an den Ort des Biomasseanfalls. Der landwirtschaftliche Reststoff Gülle kann nicht über große Distanzen transportiert werden, so dass ein Anlagenstandort in unmittelbarer Nähe zum Landwirtschaftsbetrieb in der Regel notwendig ist. Mit Blick auf Nawaro zum Einsatz in Biogasanlagen ist die mögliche Transportentfernung abhängig vom Preis für die Einsatzstoffe. Hier können Transportentfernungen von 20 bis 50 km in Betracht kommen, so dass ein Anlagenstandort durchaus auch am Ran-

de von Siedlungsgebieten gewählt werden kann. Die Errichtung in Siedlungsgebieten ist aber nicht möglich.

BEST PRACTICE: Biogasanlage und Orchideenzucht Strullendorf

Die Biogasanlage im bayrischen Strullendorf mit einer elektrischen Leistung von 660 kW setzt pro Jahr 12.000 Tonnen Bioabfall sowie 5.000 Tonnen Maissilage ein und produziert daraus Strom und Wärme. Der Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist, ein angrenzender Betrieb zur Orchideenzucht nutzt die Wärme und setzt das bei der Verbrennung des Biogases entstehende Kohlendioxid zur Düngung der Kulturen ein.

BEST PRACTICE: Ökoenergie Recke GmbH

Zusammenschluss von 19 Landwirten zur Gründung einer Biogasgemeinschaftsanlage. Die Anlage besteht aus vier Fermentern mit einem Volumen von 1.250 Kubikmetern und zwei Endlagern mit jeweils 3.000 Kubikmetern. Der Betrieb der Anlage erfolgt ausschließlich auf Basis nachwachsender Rohstoffe. Täglich werden insgesamt etwa 130 Kubikmeter Mais, Mist, Schweine- und Rindergülle eingespeist aus denen Biogas für zwei BHKW mit einer Leistung von jeweils 511 kWel gewonnen wird. Die Gärreste werden von den Landwirten als Dünger verwertet. Geplant ist, die entstehende Abwärme zur Wärmeversorgung für benachbarte Gewerbebetriebe und Gemeindegebäude zu nutzen.

In Bezug auf die netzgebundene Wärmebereitstellung ergeben sich für die Nutzung von Biogas folgende Optionen:

- Aufbau und Versorgung kleinerer Wärmenetze in ländlichen Regionen.
- Versorgung bestehender oder neuer Wärmenetze in Siedlungsgebieten, wenn Anlagenstandorte an den Siedlungsrändern zur Verfügung stehen. In diesem Fall kommen eher nachwachsende Rohstoffe als Bioenergieträger in Betracht als landwirtschaftliche Reststoffe wie Gülle.
- Perspektivisch ist auch die Einspeisung von Biogas – nach entsprechenden zusätzlichen Aufbereitungsmaßnahmen – ins das Erdgasnetz denkbar, um dann in bestehenden oder neuen Heizzentralen – mit oder ohne KWK – als Brennstoff genutzt zu werden. Hierdurch würde eine weitgehende Unabhängigkeit von Biomasseanfall und Ort des Wärmebedarf ermöglicht.

Neben der zuvor dargestellten Biogasproduktion kann mittels thermo-chemischer Veredlungsverfahren die Umwandlung biogener Festbrennstoffe in gasförmige, flüssige oder feste Sekundärenergieträger erfolgen. Dabei kann unterschieden werden zwischen der Vergasung, der Verkohlung und der Pyrolyse. Bei der Vergasung wird Biomasse bei hohen Temperaturen möglichst vollständig in brennbare Gase umgewandelt. Dazu wird dem Prozess weniger Sauerstoff zugeführt, als zu einer vollständigen Verbrennung erforderlich wäre. Dieser Sauerstoff wird benötigt, um den in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoff über diverse Zwischenstufen zu Kohlenstoffmonoxid (CO) zu vergasen. Dazu wird durch eine teilweise Verbrennung des Einsatzmaterials die erforderliche Prozesswärme bereitgestellt. Das produzierte Brenngas kann anschließend in Motoren, Turbinen oder ggf. in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung oder Strom-/Wärmeerzeugung eingesetzt werden (dies ist der gegenwärtig

präferierte Umwandlungspfad) oder – und das ist in der letzten Zeit vermehrt in die Diskussion gekommen – zu flüssigen Bioenergieträgern umgewandelt werden (BTL = Biomass to Liquid Kraftstoffe: z. B. Methanol, Fischer-Tropsch-Diesel, so genannte Sunfuels).

Eine großtechnische Strom-/Wärmeerzeugung aus Biomasse über die Vergasung ist derzeit noch nicht verfügbar, obwohl insbesondere dies das Ziel einiger laufender Entwicklungsbemühungen ist (z. B. Anlagen in Güssing oder der Stadtwerke Aachen, letztere in Lizenz der Choren Industries gebaut). Ausgehend davon können aus gegenwärtiger Sicht folgende Perspektiven für die Vergasung abgeleitet werden:

- Die Vergasung erscheint aufgrund der grundsätzlich erreichbaren hohen Wirkungsgrade als eine wesentliche Zukunftsoption zur Strom-/Wärmeerzeugung aus nahezu allen Fraktionen an biogenen Festbrennstoffen (hierzu zählen auch Anbaubiomasse wie Kurzumtriebsplantagen oder Silage). Dies gilt – mit bestimmten Einschränkungen – auch für die viel versprechende Option der Bereitstellung von flüssigen Bioenergieträgern. Für letztere sind insbesondere Konzepte in der Diskussion, welche eine dezentrale Vergasung der Biomasse und zentrale Weiterverarbeitung eines Zwischenproduktes (z. B. Pyrolyseöl) zum Inhalt haben. Damit könnten Transportaufwendungen reduziert (ein Produkt mit einem höheren Heizwert im Vergleich zur Biomasse wird transportiert) und die verfahrenstechnisch komplizierten Aufbereitungsschritte in größer dimensionierten Anlagen realisiert werden (dadurch werden Verfahrensschritte effizienter und kostengünstiger).
- Die teilweise sehr erfolgreichen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten der letzten Jahre insbesondere in Schweden, Österreich und z. T. Deutschland lassen die Hoffnung zu, dass die Anlagentechnik zur Stromerzeugung in Form von Pilotanlagen mittelfristig verfügbar sein könnte. In der nahen Zukunft ist aber aufgrund erheblicher technischer und ökonomischer Defizite nicht zu erwarten, dass die Vergasung einen energiewirtschaftlich relevanten Beitrag zur Stromerzeugung leisten kann.
- Bezüglich der politisch gewollten Bereitstellung von flüssigen Bioenergieträgern für den Verkehrssektor erscheint die Vergasung viel versprechend; aber aufgrund der noch zu überwindenden technischen und ökonomischen Probleme wird die dafür benötigte Technologie mit hoher Wahrscheinlichkeit auch mittelfristig noch nicht großtechnisch zur Verfügung stehen.

Würden die dargestellten Perspektiven realisiert, werden wohl eher großtechnische Lösungen zur Anwendung kommen, so dass dann allenfalls die Wärmeversorgung bestehender Fernwärmenetze in Betracht kommt.

Optionen flüssiger Brennstoffe aus Biomasse

Als flüssige Brennstoffe aus Biomasse kommen für die Nutzung zur Wärmebereitstellung in der Regel in Verbindung mit einer gekoppelten Stromproduktion in einem BHKW biogene Kraftstoffe (Biodiesel, Bioethanol) und Pflanzenöle (Raps- oder Sonnenblumenöl) in Betracht. Auf dem deutschen Markt etablieren sich zunehmend auch importierte Palmöle aus Asien zur Strom- und Wärmeerzeugung.

Die Nutzungsvoraussetzungen für die flüssigen Bioenergieträger zur netzgebundenen Wärmebereitstellung unterscheiden sich grundsätzlich nicht von den Anforderungen an bereits

heute existierende Anlagen zur Versorgung von Wärmenetzen. Im Vergleich zu Anlagen mit Erdgaseinsatz ist zusätzlich lediglich ein Tanklager vorzusehen. Die Nutzung flüssiger Bioenergieträger besitzt die größte Flexibilität hinsichtlich Anlagenstandort und Anlagengröße und kann auf erprobte und etablierte Technologien aufbauen. Aus technischer Sicht bietet sich somit ein großes Einsatzpotenzial für die netzgebundene Wärmebereitstellung.

Einschränkungen für die Nutzung flüssiger Bioenergieträger ergeben sich eher aufgrund der Nachfragekonkurrenz zwischen dem Strom-/Wärmemarkt einerseits und dem Kraftstoffmarkt andererseits. Aufgrund einer EU-Direktive wird ein Anteil biogener Kraftstoffe von 5,75 % am gesamten Kraftstoffeinsatz bis 2010 fordert. Diese, von der EU geforderten, aber nicht rechtlich bindenden Absatzzahlen für Biokraftstoffe, werden in Deutschland voraussichtlich schon im Jahr 2006 oder 2007 erreicht, was nicht zuletzt auf die bisherige Steuerbefreiung für Biokraftstoffe zurückzuführen ist. Auf Grund des nunmehr vorliegenden Biokraftstoffquotengesetzes wird in Deutschland ein verpflichtender Mindestanteil von Biokraftstoffen an der Gesamtmenge von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen von 6,25 % im Jahr 2009 und ansteigend auf 8 % im Jahr 2015 festgelegt.

Es kann derzeit nur schwer eingeschätzt werden, inwieweit sich aus dieser Konkurrenzsituation auf der Nachfrageseite ein begrenztes Einsatzpotenzial von flüssigen Bioenergieträgern für die Wärmebereitstellung ergibt.

6 Räumlich-strukturelle Entwicklungsmöglichkeiten der Wärmenetze

6.1 Abgrenzung zu bestehenden Regionalisierungsansätzen

Im Folgenden sollen die Perspektiven der Nah- und Fernwärmeentwicklung auf räumlicher Ebene konkret verortet werden. Szenariovorgaben und die Regionalisierungsmethodik sind an dieser Stelle bestimmend für das Resultat der Analyse. Um die Ergebnisse in den Zusammenhang anderer, vorhergehender Forschungsarbeiten stellen zu können, erscheint es sinnvoll, an dieser Stelle die Abgrenzungsmerkmale herauszustellen.

Als wesentliche bestehende Forschungsarbeit müssen in diesem Zusammenhang die Untersuchungen der AGFW-Studie „Pluralistische Wärmeversorgung. Perspektiven der Fernwärme und der Kraft-Wärme-Kopplung“ aus dem Jahr 2004 genannt werden [AGFW 2004]. Eine inhaltliche Schnittmenge besteht dabei vor allem zu den Teilberichten

- Verbrauchskennzahlen und Fernwärmepotenziale für Wohn- und Nichtwohngebäude in Städten. (FZ Jülich, STE)
- Aufbereitung, Konvertierung und Ergänzungen von Gebäude- und Siedlungsdaten durch ein auf Statistik und örtliche Daten beruhendes Verfahren. Methodisches Vorgehen und Ergebnisse. (bei)
- Die Rolle der KWK und der Fernwärme in der deutschen Energieversorgung bis 2020. (IER)

Im Kapitel zum Ausbau der Fern- und Nahwärme als strategisches Klimaschutzelement wurde bereits auf die Unterschiede in den Szenarien der AGFW-Studie und des BMU/UBA-Nachhaltigkeitsszenarios hingewiesen. Neben dem grundsätzlich unterschiedlichen Zeithorizont (AGFW: 2020, BMU/UBA: 2050), muss auch auf die, bei BMU/UBA stärker hervorgehobenen, Rolle der dezentralen KWK und Objektversorgung hingewiesen werden.

Neben den differierenden Szenariovorgaben, stellt auch die Methodik der räumlichen Verortung von Entwicklungsmöglichkeiten der Wärmenetze ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal der verschiedenen Arbeiten dar. So beschränkt sich die Analyse im AGFW-Teilbericht zu den Verbrauchskennzahlen und Fernwärmepotenzialen auf Gemeinden mit mehr als 20.000 Einwohnern und nimmt die Betrachtung zusätzlich nur für ausgewählte Referenz-Modell-Städte vor. Im Ergebnis steht eine Ermittlung der technischen Potenziale. Auch die Ausführungen zur Aufbereitung, Konvertierung und Ergänzung von Gebäude- und Siedlungsdaten, beruht, wie der Titel sagt, auf einem Statistik und örtlichen Daten basierendem Verfahren. Auch hier findet sich eine Abgrenzung der so genannten fernwärmewürdigen Städte mit mehr als 20.000 Einwohnern und gleichzeitig mehr als 2.000 Bewohnern von Mehrfamilienhäusern.

Derartige Einschränkungen auf bestimmte Stadtgrößen, bzw. die Betrachtung auf der Ebene von Modellstädten wurde in der vorliegenden Untersuchung durch eine umfassende Auswertung von Satellitendaten und ihrer Verschneidung mit Zahlen aus der amtlichen Statistik umgangen. Auf diese Weise konnte erreicht werden, dass die Ergebnisse der Regionalisierung flächendeckend für das gesamte Bundesgebiet vorliegen. Notwendigerweise muss dabei für

die Gemeindeebene von einem, gegenüber der Modellstadtanalyse, geringeren Detaillierungsgrad ausgegangen werden.

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal stellt die spezifische Betrachtung der regenerativen Energiequellen dar. Während diese in den AGFW-Arbeiten keine Berücksichtigung fand, nimmt sie in der vorliegenden Regionalisierungsstudie eine zentrale Rolle ein.

Das genaue methodische Vorgehen der Regionalisierung der Entwicklungsmöglichkeiten der Wärmenetze wird in den folgenden Abschnitten dargelegt.

6.2 Dezentrale Nahwärme und regenerative Nahwärmeversorgung; Ziele und Übersicht

Gegenstand des Kapitels ist die Umsetzung von Zielvorgaben für die Nahwärmeversorgung aus dem BMU-Langfristszenario „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ [DLR 2004] in eine regionalisierte Darstellung. Durch diese Regionalisierung wird ein Lückenschluss zwischen den vorliegenden Langfristszenarien und der räumlichen Detaillierung/Unterfütterung hergestellt.

Zur Regionalisierung wird eine einfache Methode zur Abschätzung der Umsetzungsmöglichkeiten der Szenariovorgaben auf räumlich disaggregierter Ebene für die unterschiedlichen Sektoren Fernwärme sowie regenerative und fossile Nahwärme entwickelt.

Im Rahmen der Betrachtung der regenerativen Nahwärmeversorgung, der in den BMU Langfristszenarien eine hohe Bedeutung beigemessen wird, wird wie folgt vorgegangen:

- (i) Aufbau eines einfachen Modells zur Bestimmung der regionalen Wärmebedarfsstruktur unter Zuhilfenahme spezifischer für die Landkreise Deutschlands vorliegender Indikatoren (z.B. Einwohnerdichte, Haushaltsdichte, Gebäudeanzahl, Flächenbelegungsdichte nach Unterscheidung Wohngebäude, gewerbliche und industrielle Nutzung) und Kopplung mit der Gebäudetypologie (Gebäudetyp und Gebäudealter) zur Bestimmung der Wärmenachfrage. Spiegelung der Bedarfsstruktur an den verfügbaren regionalen Potenzialen und technischen Möglichkeiten (Biomasse, solare Nahwärme, Geothermie).
- (ii) Aufbauend auf einen satellitengestützten Landnutzungsdatensatz sowie den vom Stat. Bundesamt vorliegenden Einflussgrößen zur Berechnung der Wärmebedarfsstruktur wird das unter (i) entwickelte Modell mit einer gemeindescharfen Auflösung für ganz Deutschland umgesetzt.
- (iii) Prüfen der Ergebnisse an Hand von vorliegenden regionalen Nahwärmestudien.

Die Analyse zur Regionalisierung erfolgt für jede Gemeinde, welche noch in vier Siedlungstypen untergliedert wird. Nachfolgend sind als grober Überblick bezüglich der Herangehensweise die fünf wichtigsten Arbeitsschritte aufgelistet:

1.) Bestimmen des Wärmebedarfs:

- Ermitteln der Fläche unterschiedlicher Siedlungstypen je Gemeinde
- Ermitteln der Anzahl Gebäude je Hektar für jeden Siedlungstyp in jeder Gemeinde (Gebäudedichte)
- Ermitteln des Wärmebedarfs in Abhängigkeit von Gebäudetyp und Gebäudealter
- Ermitteln der Wärmeverluste (Netzverluste)

2.) Vergleichen der Wirtschaftlichkeit:

- Investitionskosten für konventionelle Wärmebereitstellung (Heizkessel)
- Investitionskosten für Nahwärme

3.) Bestimmen der Verfügbarkeit von Biomasse, Geothermie und solarer Wärme

4.) Erstellen eines Rankings der Gemeinden bezüglich der Nutzung von Nahwärme und bezüglich des Potenzials erneuerbarer Energien.

5.) Regionalisieren der Vorgaben des BMU-Langfristszenarios

Da Daten aus mehreren Quellen ausgewertet wurden, welche in unterschiedlichen Formaten dargestellt waren, musste eine größere Anzahl Anpassungen vorgenommen werden. Im Folgenden werden die einzelnen Arbeitsschritte prozessorientiert beschrieben.

6.3 Wärmebedarf

6.3.1 ☐ Aufbereiten der Daten zu Landnutzung bzw. Siedlungstyp

6.3.1.1 Allgemein

Informationen zu Siedlungstyp und Landnutzung liefert der Datensatz „LaND25 – Landnutzungskartierung Deutschland 1:25.000“ der Firma „Infoterra“ [© Copyright by Infoterra GmbH, 2001], die den Datensatz freundlicherweise für diese Studie zur Verfügung gestellt hat. Auf Basis von Landsat-7 Daten des Jahres 2002 und weiteren Informationen aus topografischen Karten 1:25.000, dem NAVSTREETS digitalem Straßennetz und einem digitalen Höhenmodell, werden 21 Landnutzungsklassen in einer geometrischen Auflösung von 25 m zur Verfügung gestellt. Mit Hilfe eines Geo-Information-Systems (GIS) können diese Informationen räumlich abgefragt werden. Abbildung 32 zeigt beispielhaft diesen Datensatz für die Stadt Stuttgart.

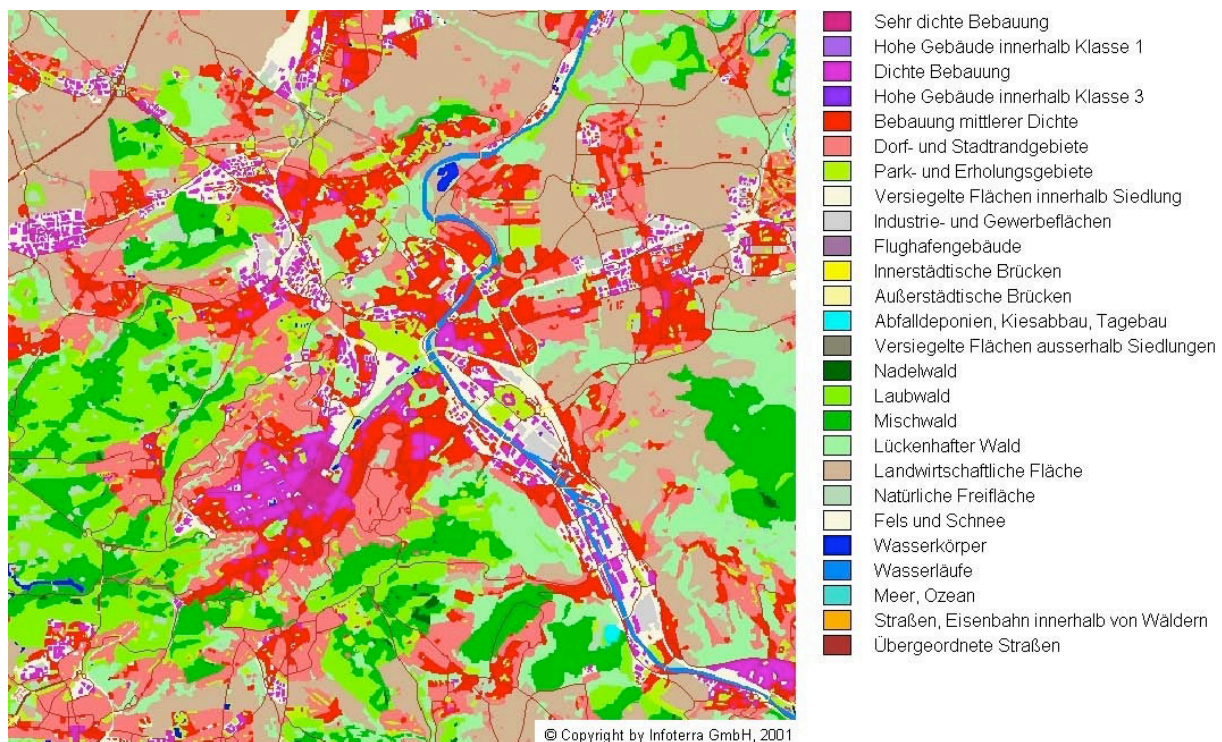


Abbildung 32: Der Datensatz LaND25 am Beispiel Stuttgart. (© Copyright by Infoterra GmbH, 2001)

6.3.1.2 □ □ Technische und geografische Anpassung

Die LanND25-Daten von Infoterra liegen im ERDAS Format in der Gauß-Krüger-Projektion vor und beinhalten eine 30 km breite Pufferzone um das gesamte Bundesgebiet. Da der Datensatz sehr groß ist, wird nach vergleichenden Tests beschlossen, die Auflösung von 25m x 25m auf 50m x 50m zu reduzieren. Dadurch wird die Genauigkeit kaum beeinträchtigt, die Datenverarbeitung erleichtert sich jedoch stark. Im weiteren Verlauf wird der Landnutzungsdatensatz daher LaND50 genannt, entsprechend der 50m x 50m –Auflösung.

Beim Vergleich der Geometrie des LaND50-Datensatzes mit der Geometrie der Gemeindegrenzen des Datensatzes von „infas-Geodaten“ (siehe Abschnitt 6.3.2) wird eine Verschiebung der Grenzen erkennbar. Deutlich wird dies am Verlauf der Küsten, im Bereich des Bodensees und an markanten Gemeindegrenzen, die z.B. an Flüssen liegen.

Zur Korrektur wird die Geometrie der Gemeindegrenzen als Referenzgeometrie herangezogen. Mittels der GIS-Software werden ca. 110 Passpunkte festgelegt, deren geografische Breite bekannt ist, bzw. die anhand von Gemeindegrenzen und dem Landnutzungsdatensatz eindeutig geografisch zugeordnet werden können. Mit Hilfe einer GIS-Korrekturfunktion³⁹ wird der LaND50-Datensatz an die Geometrie der Gemeindegrenzen angeglichen (georeferenziert). Mit einer Ländermaske für das Bundesgebiet wird der 30 km breite Pufferbereich ausmarkiert.

³⁹ Das Modul RESAMPLE der GIS-Software IDRISI stellt eine kubische Übertragungsfunktion zur Verfügung, die das gesamte Bild unter Berücksichtigung der gewählten Passpunkte georeferenziert.

6.3.1.3 Inhaltliche Anpassung

Für eine einfachere Verarbeitung werden die Klassen der Landnutzung und Siedlungstypen aus LaND50 zuerst zu 9 Klassen zusammengefasst, die für dieses Projekt relevant sind. In Tabelle 13 sind die alten und neuen Klassen und deren jeweilige Bezeichnung dargestellt. Zusätzlich werden für die spätere Analyse der Siedlungsflächen in Anlehnung an eine vorherige Studie [DLR 1997] die neuen Siedlungsklassen im Verlauf der Prozessierung in die Klassen ST II, ST IIIa, ST IIIb und ST IV umbenannt⁴⁰. Dabei steht ST II für Dorf- und Stadtrandgebiete, ST IIIa für städtische Bebauung mittlerer Dichte, ST IIIb für dichte städtische Bebauung und ST IV für Industrie- und Gewerbeflächen.

Tabelle 13: Klassifizierung der LaND25-Klassen zur einfacheren Verarbeitung.

| Neue Klasse | Alte Klasse | alte Bezeichnung |
|-------------|-------------|-----------------------------------------------------------------------|
| 2 (ST II) | 6 | Dorf- und Stadtrandgebiete |
| 3 (ST IIIa) | 5 | Bebauung mittlere Dichte |
| 4 (ST IIIb) | 3, 4 | Dichte Bebauung und hohe Gebäude innerhalb dichter Bebauung |
| 5 (ST IIIb) | 1, 2 | Sehr dichte Bebauung und hohe Gebäude innerhalb sehr dichter Bebauung |
| 6 (ST IV) | 6 | Industrie- und Gewerbeflächen |
| 7 | 7 | Versiegelte Flächen innerhalb Siedlungen |
| 10 | 15, 16, 17 | Nadel-, Laub- und Mischwald |
| 11 | 19 | Landwirtschaftliche Fläche |
| 12 | 20 | Natürliche Freifläche |

6.3.2 □ Daten zu Gemeindegeometrie und Gebäudeinformation

Die benötigten Informationen zu Gebäudetypen und Gebäudealter je Gemeinde werden aus einem Datensatz der Firma „infas-Geodaten“ entnommen. Folgende Wohngebäudetypen

⁴⁰ Die Bezeichnung der Siedlungstypen erfolgt in Anlehnung an die klassischen Untersuchungen von Winkens [Winkens 1985] und Roth [Roth 1980]. Die dort definierten 8 bis 9 Siedlungstypen allein für Wohnbebauung wurde hier zu einem Siedlungstyp für Einfamilienhäuser (ST II) und zwei Siedlungstypen für städtische Bebauung (ST III) zusammengefasst. Eine höhere Auflösung der Siedlungstypen ist auf Grundlage von Satellitendaten nicht möglich und für die Zielerreichung der vorliegenden Studie auch nicht erforderlich.

werden in diesem Datensatz dargestellt: 1- / 2-Familienhäuser, Reihen-/Doppelhäuser, Mehrfamilienhäuser, Wohnblöcke, Wohn-/Hochhäuser, Terrassenhäuser und Bauernhäuser. Für jeden Gebäudetyp wird die absolute Anzahl je Gemeinde angegeben, untergliedert in neun Gebäudealtersklassen. Die Altersklassen sind für jeden Gebäudetyp gleich.

Tabelle 14 zeigt beispielhaft die Klassen des Gebäudealters für das 1-/2-Familienhaus.

Tabelle 14: Altersklassen je Gebäudetyp am Beispiel 1-/2-Familienhaus

| Gebäudetyp | Gebäudealter |
|------------------------|---------------------|
| 1- / 2-Familien-häuser | Baujahr < 1900 |
| | Baujahr 1900 – 1945 |
| | Baujahr 1946 – 1960 |
| | Baujahr 1961 – 1970 |
| | Baujahr 1971 - 1980 |
| | Baujahr 1981 - 1985 |
| | Baujahr 1986 - 1995 |
| | Baujahr 1996 - 2000 |
| | Baujahr 2000 - 2005 |

Die Informationen zu Nichtwohngebäuden werden für diese Analyse nicht herangezogen (siehe Abschnitt 6.3.6). Zusätzlich zu den Gebäudedaten sind in diesem Datensatz auch Geometriedaten der Gemeindegrenzen abgelegt.

6.3.3 ☐ Ermitteln der Fläche der einzelnen Siedlungstypen je Gemeinde

6.3.3.1 Allgemein

Für Verwaltungszwecke besitzt jede Gemeinde eine offizielle Nummer, den sog. Amtlichen Gemeindeschlüssel (AGS). Die niedrigste Nummer ist 1001000 für Flensburg, die höchste Nummer ist 16077056 für Saara. Zur einfacheren internen Verarbeitung wird eine weitere interne Nummer vergeben (IDR_ID), Diese Nummern beginnen mit 1 für die Gemeinde Flensburg und enden mit 12504 für Saara. Somit werden 12504 Gemeinden analysiert. Durch die andauernde Neustrukturierung der Gemeinden, werden immer wieder Gemeinden zusammengelegt bzw. umbenannt. Der hier verwendete Datensatz der Gemeindegeometrien bezieht sich auf den Gebietsstand vom 31.12.2004.

Für jede Gemeinde wird die Fläche der definierten Siedlungstypen 2 bis 7 und 10 bis 12 ermittelt. Das methodische Vorgehen zur Flächenbestimmung wird im Anhang zu diesem Kapitel erläutert.

6.3.4 □ Korrektur der Flächenangaben zu den Siedlungstypen

6.3.4.1 Allgemein

Ein Vergleich der ermittelten Flächengrößen mit den Werten des Statistischen Bundesamts zeigt, dass besonders für die Klasse 6 „Industrie- und Gewerbegebiet“ größere Abweichungen vorliegen. Der Datensatz LaND50 gibt für diesen Siedlungstyp eine um mindestens den Faktor 10 zu kleine Fläche gegenüber den Angaben des Statistischen Bundesamtes an. So weist z.B. das Statistische Jahrbuch für Baden-Württemberg eine Fläche von 398 km² für Gewerbe und Industrie aus. Die Industrie- und Gewerbefläche aus LaND50 wird hingegen nur mit einer Fläche von knapp 14 km² angegeben. Zwei entscheidende Gründe wurden hierfür gefunden:

- Erstens werden im LaND50-Datensatz nur Industrie- und Gewerbeflächen als solche klassifiziert, die eine Fläche größer 30.000m² besitzen. Flächen unterhalb dieser Grenze werden den Klassen „sehr dichte Bebauung“ und „dichte Bebauung“ zugewiesen.
- Zweitens wurde durch eine Vor-Ort Analyse mehrerer Gemeinden (Herrenberg, Mannheim, Stuttgart-Vaihingen und Wiernsheim) erkannt, dass die Klasse 7 „versiegelte Fläche innerhalb Siedlungen“ größtenteils der Klasse 6 „Industrie- und Gewerbegebiet“ zugeordnet werden kann. Außerdem sind die tatsächlich vorhandenen Gewerbegebiete wenigstens teilweise im Datensatz LaND50 als Gebiete mit dichtere Bebauung (Klassen 3 bis 5) ausgewiesen.

6.3.4.2 Korrekturmaßnahme

Als Referenzwert für die Korrektur dienen die Angaben des Statistischen Bundesamtes über die „Bodenfläche 2001 nach Nutzungsarten“ [StJB 2005]. In der genannten Tabelle werden für jedes Bundesland u.a. die Flächen für Gewerbe und Industrie ausgewiesen. Fehlende Angaben der Bundesländer Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen wurden ergänzt, indem das Verhältnis von der gesamten „Fläche von Gebäude und Freifläche“ gegenüber der Fläche „Gewerbe und Industrie“ des Bundeslandes Sachsen übernommen wurde [StJB 2005].

Tabelle 15: Bodenfläche 2001 nach Nutzungsarten [StJB 2005]. * Die Werte für Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen sind ergänzt, entsprechend dem Flächenverhältnis von Sachsen. Für die Korrektur des LaND50-Datensatzes sind die grau unterlegten Daten relevant.

| Bundesland | Gebäude und Freifläche gesamt (km ²) | darunter Wohnen (km ²) | darunter Gewerbe und Industrie (km ²) |
|------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Baden-Württemberg | 2.500 | 1.278 | 398 |
| Bayern | 3.663 | 1.689 | 356 |
| Berlin | 892 | 359 | 180 |
| Brandenburg | 1.253 | 446 | 313 |
| Bremen | 136 | 62 | 24 |
| Hamburg | 269 | 151 | 34 |
| Hessen | 1.518 | 764 | 158 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 817 | 219 | 249 |
| Niedersachsen | 3.191 | 1.691 | 377 |
| Nordrhein-Westfalen | 4.171 | 2.052 | 558 |
| Rheinland-Pfalz | 1.083 | 526 | 125 |
| Saarland | 301 | 183 | 38 |
| Sachsen | 1.191 | 183 | 131 |
| Sachsen-Anhalt * | 978 | 150 | 107 |
| Schleswig-Holstein * | 972 | 150 | 107 |
| Thüringen * | 678 | 104 | 74 |
| | 23.613 | 10.007 | 3.229 |

Die Flächenangaben für Gewerbe und Industrie dienen als Referenz. Die ermittelten Flächenangaben aus LaND50 müssen nun so angepasst werden, dass für jedes Bundesland der Wert aus dem Statistischen Jahrbuch 2005 erreicht wird. Da die Korrektur auf Gemeindeebene erfolgen soll, müssen zuerst die für jedes Bundesland vorgesehenen Industrie- und Gewerbefläche auf die Gemeinden verteilt werden. Dies geschieht mit Hilfe der Anzahl Erwerbstätiger, die in den amtlichen Statistiken für jeden Kreis ausgewiesen sind. Die Gesamtflächen werden für jedes Bundesland entsprechend der prozentualen Verteilung der Erwerbstätigen des produzierenden Gewerbes (einschl. Baugewerbe) je Kreis auf die einzelnen Kreise verteilt. [destatis 2006]

Diese Flächen je Kreise werden dann entsprechend den sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten am Arbeitsort je Gemeinde auf die Gemeinden verteilt [Bundesagentur für Arbeit 2004]. Als Ergebnis stehen nun die - gemäß destatis - korrigierten Flächen für Gewerbe und Industrie, für jede Gemeinde zur Verfügung.

Da die aus LaND50 ermittelten Flächenwerte zu Industrie- und Gewerbefläche (Klasse 6) zu gering gegenüber dem Referenzwert aus destatis ausfallen, müssen den übrigen Siedlungsflächen (Klassen 2 bis 5 und 7) Flächen abgezogen und der Klasse 6 hinzugerechnet werden. Folgendes Vorgehen wird hierfür angesetzt:

Bis maximal 80% der Fläche der Klasse 7 „versiegelte Fläche innerhalb Siedlungen“ wird auf Klasse 6 übertragen. Eine Restfläche bleibt für z.B. Gleisanlagen, Plätze etc. erhalten.

Ist der Referenzwert von destatis noch nicht erreicht, werden weitere Flächen den Klassen 2 „Dorf und Stadtrandgebiete“ bis 5 „sehr dichte Bebauung“ entnommen. Wenn nötig, wird zuerst die gesamte Fläche der Klasse 5, dann die Fläche der Klasse 4, 3 und 2 auf die Klasse 6 übertragen, solange, bis der Wert der Referenzfläche erreicht ist.

Als Ergebnis liegen für jede Gemeinde die korrigierten Flächenangaben der neun Klassen vor.

In Einzelfällen liefert auch dieser Korrekturansatz noch keine befriedigenden Ergebnisse (z.B. im Sonderfall Wolfsburg mit einem sehr hohen Anteil Erwerbstätigen im produzierenden Gewerbe). Für das Gesamtergebnis der Studie bleiben diese Sonderfälle aber ohne merkliche Auswirkung.

Tabelle 16 zeigt die über alle Gemeinden aufsummierte Siedlungsfläche untergliedert nach den vier Siedlungstypen.

Tabelle 16: Siedlungsflächen⁴¹ in Deutschland [1000 ha]

| | ST II | ST IIIa | ST IIIb | ST IV | Gesamt |
|------------------------|-------|---------|---------|-------|--------|
| Siedlungsfläche | 1656 | 401 | 93 | 308 | 2459 |
| davon in Landgemeinden | 1120 | 154 | 10 | 122 | 1406 |

6.3.5 ☐ Aufbereiten der Daten zur Wohngebäudeverteilung (Wohn-Gebäudedichte)

6.3.5.1 Auswertung statistischer Daten zum Wohngebäudebestand

Um die Gebäudedichte je Siedlungstyp ermitteln zu können, muss die absolute Anzahl an Gebäuden je Gemeinden bekannt sein. Der Datensatz infas-Geodaten hält für jede Gemeinde die Anzahl verschiedener Wohngebäudetypen vor. Die Summe über alle Gemeinden weicht jedoch von der in den amtlichen Statistiken, welche als verlässlicher eingeschätzt werden, ausgewiesenen Gesamtanzahl der Wohngebäude ab. Daher wird als Referenz der Wohngebäudebestand laut Statistischem Jahrbuch 2005 herangezogen. Der Gebäudedatensatz von infas-Geodaten wird für die Aufteilung der amtlichen Gebäudeanzahl auf die

⁴¹ Unter Siedlungsflächen werden hier die gemäß der Satellitendaten ausgewiesenen bebauten Flächen verstanden. Andere Flächen, wie z.B. außerörtliche Straßen, werden hier – anders als in amtlichen Statistiken zur Flächennutzung – nicht zur Siedlungsfläche gerechnet.

Gemeinden und für die Einteilung in Baualtersklassen benötigt. Für den Wohngebäudebestand werden im Statistischen Jahrbuchs für alle Bundesländer die Anzahl der Einfamilienhäuser (EFH), Zweifamilienhäuser (ZFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) für das Jahr 2003 angegeben, wie Tabelle 17 zeigt.

Tabelle 17: Wohngebäudebestand in der BRD 2003 [StJB 2005] und Aufteilung in kleine (KMH) und große Mehrfamilienhäuser (GMH), graue Spalten).

| Bundesland | EFH | ZFH | MFH | KMH | GMH |
|------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Baden-Württemberg | 1.280.433 | 549.026 | 393.33 | 274.976 | 118.354 |
| Bayern | 1.827.308 | 582.787 | 366.561 | 256.262 | 110.299 |
| Berlin | 139.622 | 21.17 | 142.077 | 76.421 | 65.656 |
| Brandenburg | 410.179 | 79.215 | 90.24 | 48.539 | 41.701 |
| Bremen | 76.837 | 20.516 | 33.568 | 23.467 | 10.101 |
| Hamburg | 127.044 | 26.166 | 76.778 | 53.675 | 23.103 |
| Hessen | 750.042 | 319.429 | 209.898 | 146.739 | 63.159 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 239.805 | 44.625 | 67.665 | 36.396 | 31.269 |
| Niedersachsen | 1.384.594 | 365.473 | 239.392 | 167.358 | 72.034 |
| Nordrhein-Westfalen | 2.023.535 | 727.235 | 771.08 | 539.06 | 232.02 |
| Rheinland-Pfalz | 739.234 | 221.276 | 115.437 | 80.702 | 34.735 |
| Saarland | 183.218 | 80.797 | 28.289 | 19.777 | 8.512 |
| Sachsen | 397.078 | 156.745 | 213.018 | 114.579 | 98.439 |
| Sachsen-Anhalt | 363.234 | 87.12 | 105.749 | 56.881 | 48.868 |
| Schleswig-Holstein | 532.723 | 92.479 | 84.863 | 59.328 | 25.535 |
| Thüringen | 304.52 | 113.26 | 89.008 | 47.876 | 41.132 |
| Gesamt | 10.779.406 | 3.487.319 | 3.026.953 | 2.002.035 | 1.024.918 |

In Anlehnung an die Saarland-Studie [DLR 1997] wird für die spätere Zuordnung der einzelnen Gebäudetypen zu den Siedlungsflächen der Gebäudetyp MFH in große und kleine MFH unterteilt. Dazu wird die Gebäude- und Wohnungsstichprobe des Jahres 1993 herangezogen, in der die Aufteilung in kleines MFH (KMH) und großes MFH (GMH) vorgenommen wurde. Tabelle 18 zeigt die Werte für 1993 mit den relativen Anteilen KMH zu GMH, nach neuen und alten Bundesländern separiert.

Tabelle 18: Wohngebäudebestand in der BRD 1993.

| | GESAMT | EFH | ZFH | KMH | GMH | KMH [%] | GMH [%] |
|------------|------------|-----------|-----------|-----------|---------|---------|---------|
| ABL | 12.784.800 | 7.966.700 | 2.657.600 | 1.510.400 | 650.100 | 70 | 30 |
| NBL | 2.295.500 | 1.298.200 | 424.400 | 308.100 | 264.700 | 54 | 46 |

Die prozentuale Aufteilung aus Tabelle 18 wird für das entsprechende Bundesland angesetzt. Berlin wird hier den neuen Bundesländern zugeteilt und die MFH werden daher entsprechend zu 54% in kleine MFH und zu 46% in große MFH unterteilt. Nach dieser Zuordnung liegt die Gesamtanzahl der Wohngebäude, differenziert nach Gebäudetyp für jedes Bundesland vor. Die grau markierten Spalten in Tabelle 17 zeigen die ermittelten Werte für KMH und GMH.

6.3.5.2 Verteilung der Wohngebäude auf die Gemeinden entsprechend der Verteilung nach infas-Geodaten

Um eine Verteilung der Wohngebäude auf die einzelnen Gemeinden zu erreichen, wird die Gesamtgebäudeanzahl der Bundesländer mittels der prozentualen Verteilung basierend auf dem Gebäudedatensatz von infas-Geodaten auf die einzelnen Gemeinden verteilt. Wegen der unterschiedlichen Klassifizierung der Gebäudetypen erfolgt zuvor eine gegenseitige Anpassung der Daten:

Erstens werden die EFH und ZFH aus dem Statistischen Jahrbuch zusammengefasst, da die Gebäudetypologie der infas-Geodaten die Klasse 1-/2-Familienhäuser aufweist und die Energiekennwerte für 1 und 2-Familienhäuser identisch sind.

Zweitens werden im infas-Geodatensatz die Gebäudeklassen „Reihenhäuser“ und „Mehrfamilienhäuser“ zu der Kategorie KMH, die Klassen „Blockwohnhaus“, „Hochhaus“ und „Terrassenhäuser“ zu GMH zusammengefasst.

Als Ergebnis liegt für jede Gemeinde die Anzahl an 1-/2-FH, KMH und GMH, jeweils untergliedert nach Baualtersklassen vor.

6.3.5.3 Verteilung der Wohngebäude auf die einzelnen Siedlungstypen

Bei der Verteilung der Wohngebäude auf die bis zu 4 Siedlungstypen innerhalb einer Gemeinde wird zunächst ein Mittelwert für die Gebäudedichte in Deutschland errechnet (Tabelle 19). Tabelle 19 ist so angelegt, dass sich aus der Multiplikation der dort ausgewiesenen Gebäudedichten mit den jeweiligen Siedlungsflächen nach Tabelle 16 die in Tabelle 17 ausgewiesene Anzahl von Gebäuden ergibt. Bei der Verteilung der Gesamtsumme des jeweiligen Gebäudetyps auf die vier Siedlungstypen ist zu beachten, dass beispielsweise die Dichte der Ein- und Zwei-Familienhäuser im Siedlungstyp II am höchsten ist. Innerhalb des für Stadtzentren charakteristischen Siedlungstyps ST IIIb sind diese dagegen kaum vertreten. Dort überwiegen – neben Nichtwohngebäuden – die großen Mehrfamilienhäuser, welche dafür innerhalb von ST II praktisch überhaupt nicht vorkommen. Die genaue Aufteilung der Gebäudetypen auf die vier Siedlungstypen erfolgte in Anlehnung an detaillierte Untersuchungen für das Saarland [DLR 1997]. Dabei ergaben sich für die gesamtdeutschen Mittelwerte gegenüber dem Saarland bei Ein- und Zwei-Familienhäusern insgesamt geringere Gebäudedichten und bei Mehrfamilienhäusern höhere Gebäudedichten.

Tabelle 19: Gebäudedichtematrix für Wohngebäude [Geb/ha], mittlere Werte für Deutschland

| | ST II | ST IIIa | ST IIIb | ST IV |
|--------------------|-------|---------|---------|-------|
| EFH und ZFH | 7,86 | 2,83 | 0,37 | 0,27 |
| KMH | 0,30 | 2,42 | 5,80 | 0,00 |
| GMH | 0,00 | 1,29 | 4,93 | 0,00 |

Die Gebäudedichten in den einzelnen Gemeinden können nach oben oder unten von dem deutschen Mittelwert abweichen. Um die – u.a. für die Kosten der Nahwärmeverteilung relevanten - Gebäudedichten in einer speziellen Gemeinde zu erhalten, sind die Mittelwerte der deutschen Gebäudedichtematrix mit geeigneten Korrekturfaktoren an die jeweilige Gemeinde anzupassen. Für 1-2FH, für KMH und für GMH wird jeweils ein Korrekturfaktor benötigt, welcher die jeweilige Anzahl der Gebäude mit den für diese Gemeinde ausgewiesenen Siedlungsflächen in Übereinstimmung bringt.

Das Ergebnis ist eine gemeindespezifische Verteilung der Wohngebäudetypen auf die Siedlungstypen.

6.3.6 ☐ Aufbereiten der Daten zur Nicht-Wohngebäudeverteilung

6.3.6.1 Auswertung statistischer Daten zum Nicht-Wohngebäudebestand

Als Referenz für die Anzahl der Nichtwohngebäude werden die Angaben einer Studie des Wirtschaftsministeriums zum nationalen Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung herangezogen [DLR 2005] (siehe Tabelle 20).

Tabelle 20: Anzahl der Nichtwohngebäude für die gesamte Bundesrepublik Deutschland nach /DLR 2005/

| Klasse | Anzahl Gebäude |
|--------------|----------------|
| kleine NWG | 2.123.000 |
| mittlere NWG | 254.000 |
| große NWG | 196.000 |

6.3.6.2 Verteilung der Nicht-Wohngebäude auf die Gemeinden

Zur Verteilung der Nichtwohngebäude auf die einzelnen Gemeinden wird nicht der Gebäudedatensatz von infas-Geodaten verwendet, da dieser eine sehr hohe Abweichung gegenüber den statistischen Angaben aufweist, sondern statistische Angaben über Anzahl der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten am Arbeitsort. Diese liegen gemeindeweise vor [Statistisches Bundesamt 2004] und werden zur prozentualen Verteilung der Nichtwohngebäude auf die Gemeinden herangezogen.

6.3.6.3 Verteilung der Nicht-Wohngebäude auf die einzelnen Siedlungstypen

Wie schon bei den Wohngebäuden in Abschnitt 6.3.5.3 wird aus der mittleren Gebäudedichte gemäß Tabelle 21 für jede einzelne Gemeinde die Gebäudedichte der Nichtwohngebäude (NWG) abgeleitet. Das Vorgehen erfolgt analog dem in Abschnitt 6.3.5.3 beschriebenen Verfahren. Als Ergebnis liegt für jeden Siedlungstyp in jeder Gemeinde die Dichte der NWG vor. Zusammen mit der Dichte der Wohngebäude ergibt sich für jeden Siedlungstyp in jeder Gemeinde die gesamte Dichte der beheizten Gebäude. Dieser Wert ist für die Berechnung der Investitionskosten der Nahwärme und der Netzverluste wesentlich.

Tabelle 21: Gebäudedichtematrix für Nichtwohngebäude [Geb/ha], mittlere Werte für Deutschland.

| | ST II | ST IIIa | ST IIIb | ST IV |
|---------------------|-------|---------|---------|-------|
| Kleine NWG | 0,17 | 2,20 | 4,08 | 1,89 |
| Mittlere NWG | 0,03 | 0,25 | 0,35 | 0,24 |
| Große NWG | 0,03 | 0,17 | 0,25 | 0,18 |

6.3.7 □ Bestimmen des Wärmebedarfs

6.3.7.1 Bestimmen der prozentualen Altersverteilung für Wohngebäude

Je Gemeinde und Siedlungstyp liegt die absolute Anzahl der 1-2FH, KMH und GMH vor. Für die Bestimmung des Wärmebedarfs ist eine Unterteilung in Baualterklassen notwendig, da mit zunehmenden Gebäudealter der Wärmebedarf zunimmt (keine Sanierungsmaßnahmen vorausgesetzt).

Mit Hilfe der Altersangaben von infas-Geodaten wird eine Aufteilung der Gebäude entsprechend der prozentualen Verteilung dieser Altersangaben vorgenommen. Dazu werden die Angaben über die verschiedenen Alterklassen der Wohngebäude in den Gebäudetypen 1-2FH, KMH und GMH zusammengefasst und der prozentuale Anteil je Gemeinde ermittelt.

Als Ergebnis liegt für jede Gemeinde die Anzahl der Wohngebäude nach 3 Gebäudetypen und nach 9 Baualterklassen vor.

Für die vier verschiedenen Siedlungstypen, in die die gesamte Siedlungsfläche der Gemeinde unterteilt wird, wird jeweils die gleiche Altersstruktur wie für die gesamte Gemeinde angesetzt.

6.3.7.2 Berechnung des Wärmebedarfs für Wohngebäude

Die Berechnung des Wärmebedarfs für jeden Siedlungstyp in jeder Gemeinde erfolgt gebäudeweise unter Berücksichtigung der Baualterklassen. Bei den Ansätzen wurde darauf geachtet, dass der über alle Gemeinden aufsummierte Wärmebedarf mit den Vorgaben der (temperaturbereinigten) deutschen Energiebilanz für den Bedarf an Raumwärme (ca. 510 TWh/a, Nutzwärme) und Warmwasser (ca. 70 TWh/a, Nutzwärme) übereinstimmt. Auch bei den Wohnflächen, welche als Zwischenschritt bei der Berechnung des Wärmebedarfs benö-

tigt werden, wurde darauf geachtet, dass sich in der Summe die von der amtlichen Statistik [StJB 2005] ausgewiesenen Werte ergeben (3 272 Mio. m²). Für den spezifischen Raumwärmebedarf (Nutzwärme) in den alten Bundesländern wurden für die Baualtersklassen vor 1990 die Ergebnisse der detaillierten Arbeiten des Instituts „Wohnen und Umwelt“ [IWU 1992] angesetzt⁴². Für den Warmwasserbedarf wurde ein für alle Gebäude konstanter, auf die Wohnfläche bezogener spezifischer Wert von jährlich 20 kWh/m² angesetzt.

Als Beispiel ist in Tabelle 22 der Wärmebedarf für Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH/ZFH) in den alten Bundesländern angegeben.

⁴² Angesetzt wird der Raumwärmebedarf gemäß den Ausgangswerten der TREND-Maßnahmenkette der IWU-Studie.

Tabelle 22: Wärmebedarf von Wohngebäuden. Beispiel alte Bundesländer, Einfamilienhaus

| Wärmebedarf ABL-EFH/ZFH | | | | |
|--------------------------------|---------------|----------------------|------------------------------|------------------------|
| Baualtersklasse | Anzahl Häuser | Wohnfläche | spezifischer Raumwärmebedarf | Wärmebedarf (inkl. Ww) |
| | in Tsd | m ² /Haus | kWh/m ² ,a | kWh/Haus,a |
| <1900 | 607 | 142 | 220 | 31.923 |
| 1900-1945 | 2.890 | 135 | 209 | 29.063 |
| 1946-1960 | 2.053 | 144 | 300 | 43.345 |
| 1961-1970 | 2.294 | 144 | 160 | 24.382 |
| 1971-1980 | 1.541 | 148 | 147 | 23.232 |
| 1981-1985 | 706 | 164 | 119 | 21.372 |
| 1986-1995 | 1.223 | 166 | 70 | 14.058 |
| 1996-2000 | 424 | 172 | 70 | 14.497 |
| 2000-2005 | 171 | 172 | 70 | 14.497 |
| Warmwasserbedarf | | | 20 | |

In den neuen Bundesländern werden geringere Wohnflächen, ein um 15% höherer spezifischer Raumwärmebedarf und daraus resultierend ein insgesamt etwas geringerer Wärmebedarf je Haus angesetzt.

Als Ergebnis der Berechnungen liegt für jede Gemeinde der Wärmebedarf je Siedlungstyp vor.

6.3.7.3 Berechnung des Wärmebedarfs für Nichtwohngebäude

Bei den Nichtwohngebäuden werden keine unterschiedlichen Altersklassen herangezogen sondern die zuvor bestimmte absolute Anzahl der Nichtwohngebäude mit dem Wärmebedarf entsprechend der KWK-Potenzialstudie [DLR 2005] multipliziert. Die verwendeten Werte sind in Tabelle 23 dargestellt.

Tabelle 23: Wärmebedarf je Gebäude (Nutzwärme einschl. Warmwasser)

| Nichtwohngebäude | MWh/a |
|------------------|-------|
| kleines NWG | 48 |
| mittleres NWG | 138 |
| großes NWG | 432 |

Ingesamt liegt der Bedarf für Raumwärme und Warmwasser in NWG bei rund 220 TWh/a.

6.3.7.4 Gesamter Wärmebedarf

Addiert man den Wärmebedarf der Wohngebäude und Nichtwohngebäude über alle in dieser Gemeinde vorkommenden Siedlungstypen, so erhält man den gesamten Wärmebedarf dieser Gemeinde. Mit der Information über die Fläche des jeweiligen Siedlungstyps (in Hektar) kann jetzt die Wärmedichtekarte in [MWh/ha,a] dargestellt werden (siehe Abbildung 33). Sehr deutlich sind man in dieser Karte die Ballungsgebiete (z.B. Ruhrgebiete, Rhein-Main-Gebiet), da dort der Siedlungstyp IIIb (sehr dichte Bebauung) stark vertreten ist. Der sehr hohe Wärmebedarf dieser Ballungsgebiete ist in der Karte lila eingefärbt.

Tabelle 24 zeigt eine Aufteilung des gesamten Nutzwärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser von 796 TWh/a auf die vier Siedlungstypen. Über die Hälfte des Wärmebedarfs fällt im Siedlungstyp ST II bei vergleichsweise geringen Wärmedichten an. Auf ländlich strukturierte Gemeinden entfallen gut 40% des Wärmebedarfs. Allein auf den Siedlungstyp ST II in ländlichen Gemeinden entfällt fast ein Drittel des gesamten Wärmebedarfs. Dies ist besonders für den Aufbau von Nahwärmenetzen auf der Basis von Bio-Brennstoffen von Bedeutung.

Tabelle 24: Wärmebedarf (TWh/a) nach Siedlungstypen

| | ST II | ST IIIa | ST IIIb | ST IV | Gesamt |
|------------------------|-------|---------|---------|-------|--------|
| Nutzwärmebedarf | 414 | 207 | 111 | 64 | 796 |
| davon in Landgemeinden | 256 | 58 | 7 | 20 | 341 |

Der Wärmebedarf in Städten mit vorhandenen größeren Fernwärmenetzen (Mindestnetzlänge 10 km) liegt bei 235 TWh/a. Diese Städte werden in den auf Fernwärme bezogenen Ab-

schnitten behandelt. In den nachfolgenden Abschnitten zu Nahwärmenetzen werden sie nicht berücksichtigt.

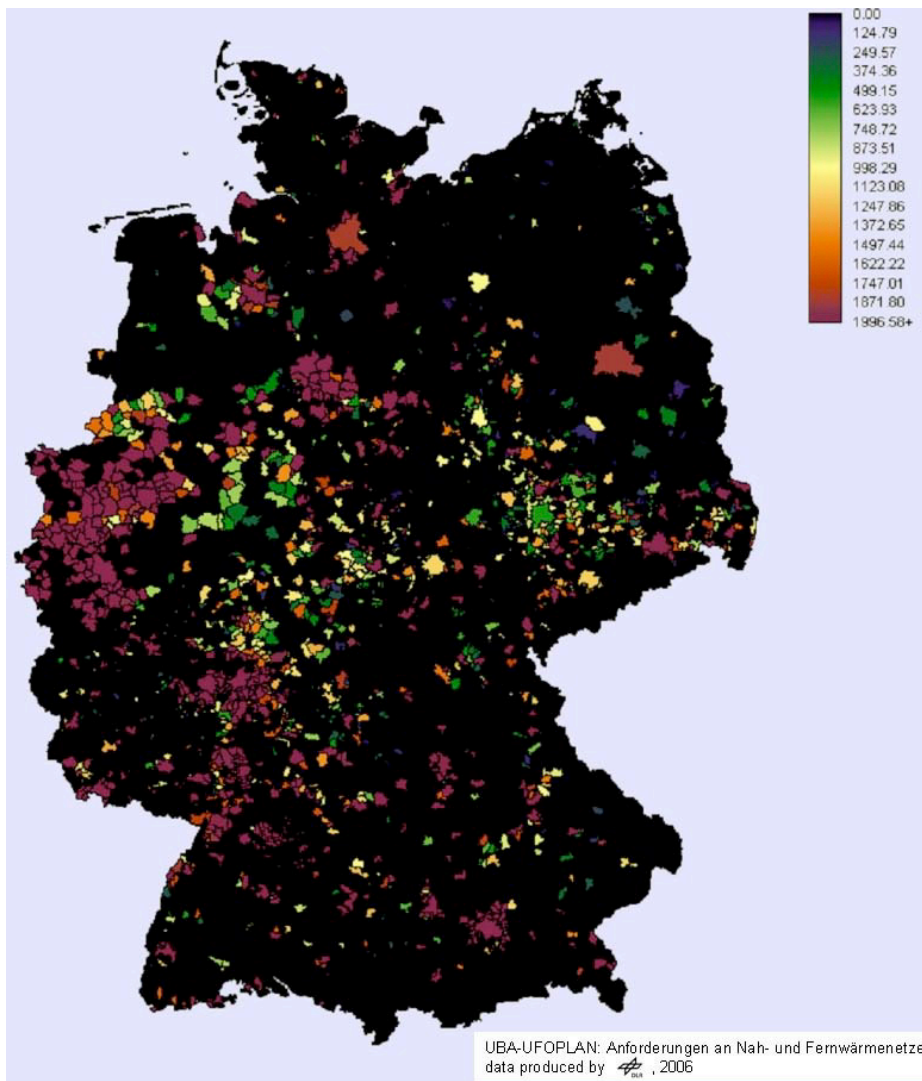


Abbildung 33: Jährlicher Wärmebedarf in [MWh/ha] je Gemeinde für den Siedlungstyp ST IIIb (sehr dichte Bebauung). Netzverluste sind im Wärmebedarf nicht enthalten.

6.3.7.5 Netzverluste

Die Netzverluste hängen von den Netzlängen, von der Wärmedämmung der Fernwärmerohre und von den Netztemperaturen ab.

Für die Bestimmung der Netzlängen wurde von den Werten der AGFW-Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“ [AGFW 2004] ausgegangen. Die dort ausgewiesenen Netzlängen wurden für die vorliegende Studie angepasst, da die in Tabelle 19 und Tabelle 21 angegebenen mittleren deutschen Werte für die Gebäudedichten von den Ansätzen der AGFW-Studie ab-

weichen⁴³. Eine Zusammenfassung der Ausgangsparameter für die Berechnung der Netzverluste zeigt Tabelle 25. Für die Wärmeverluste der Leitungen werden je nach Leitungsdurchmesser Werte zwischen 0,15 und 0,21 W/K,m (bezogen auf die jeweilige Rohrlänge des Vor- bzw. Rücklaufs) angesetzt. Als Mittelwert aus Vor- und Rücklauf wird eine mittlere Netztemperatur von 65°C angesetzt. Für die Berechnung der Netzverluste wird ein Anschluss aller Gebäude an das Nahwärmenetz vorausgesetzt.

Tabelle 25: Netzverluste und zugehörige Ausgangsparameter (mittlere Werte für Deutschland)

| | Einheit | ST II | ST IIIa | ST IIIb | ST IV |
|---------------------------------------|-------------|-------|---------|---------|-------|
| Gebäudedichte (beheizt) | 1/ha | 8,4 | 9,2 | 15,8 | 2,6 |
| Wärmebedarf je Geb. | MWh/Geb., a | 30 | 56 | 76 | 80 |
| Länge UV-Netz | m/ha | 123 | 129 | 177 | 58 |
| Länge Hausanschluss | m/Geb. | 8,4 | 9,7 | 9,0 | 25,7 |
| Netzverluste | MWh/ha,a | 33 | 39 | 56 | 23 |
| dito, bezogen auf die Netzeinspeisung | % | 12 | 7 | 5 | 10 |

UV = Unterverteilung

Aufgrund der verschiedenen Gebäudedichten weichen die Netzverluste in den einzelnen Gemeinden von den in Tabelle 25 ausgewiesenen deutschen Mittelwerten ab. Die Netzverluste sind proportional zur Netzlänge. Diese wiederum verhält sich näherungsweise proportional zu der quadratischen Wurzel aus der Gebäudedichte. Damit lassen sich für jede Gemeinde die dort zu erwartenden Netzverluste näherungsweise aus den dort angetroffenen Gebäudedichten berechnen.

6.3.7.6 Fernwärme

Die in Kapitel 6.8 bereitgestellte Information über Fernwärme wird für die spätere Analyse wie folgt aufgegriffen:

In jeder Gemeinde, in dem laut Fernwärme-Datensatz eine Trassenlänge des Fernwärmenetzes ≤ 10 km vorhanden ist, besteht grundsätzlich die Möglichkeit für den Aufbau eines Nahwärmenetzes. Auf der anderen Seite heißt das, dass alle Gemeinden, in denen das Fernwärmenetz eine Trassenlänge > 10 km aufweist, für die weitere Analyse ausgeschlossen wird und keine Nahwärmeversorgung dort aufgebaut werden kann. Abbildung 34 zeigt die räumliche Verteilung des Fernwärmenetzes, basierend auf der Analyse in Kapitel 6.8. In rot markiert sind die Gemeinden mit Fernwärmenetz, welches eine Netzlänge größer 10km auf-

⁴³ Diese AGFW-Studie stützt sich wiederum auf detaillierte Arbeiten ab, die schon 1984 für den Rhein-Neckar-Raum durchgeführt wurden /Winkens 1985/.

weist, in grün markiert sind die Gemeinden mit einem Fernwärmenetz kleiner als 10km. Die restliche weiße Fläche gibt die Gemeinden ohne Fernwärmenetz wieder.

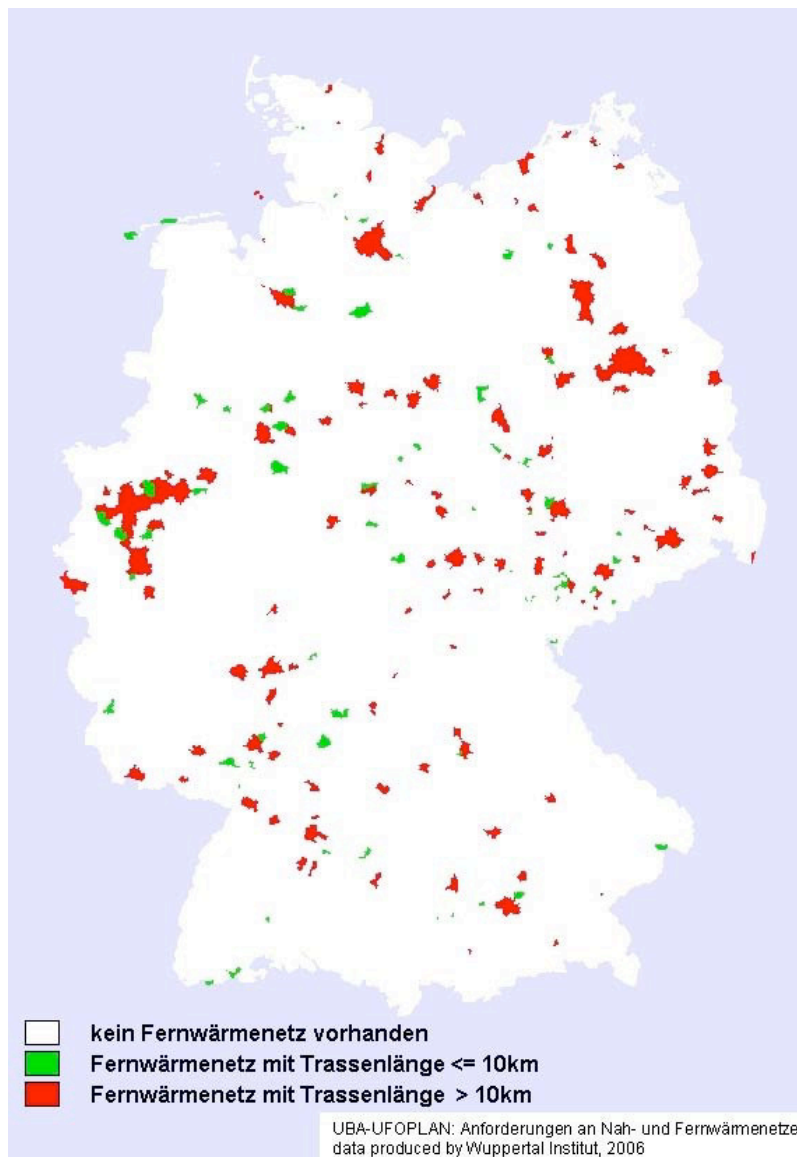


Abbildung 34: Darstellung der Gemeinden mit einem Fernwärmenetz, unterteilt in Trassenlänge >10km und ≤10km.

6.4 Wirtschaftlicher Vergleich

Um Gebiete, welche aus siedlungsstrukturellen Gründen für die Installation von Nahwärmenetzen als vergleichsweise günstig erscheinen, herauszufiltern, werden die Investitionskosten für Nahwärmeleitungen mit denen für die konventionelle Wärmebereitstellung verglichen. Das Ergebnis dieses Vergleichs ist ein Ranking zwischen den Siedlungsflächen. Es ist zu erwarten, dass Siedlungsflächen mit hohen Gebäudedichten die vorderen Plätze in diesem Ranking einnehmen.

Eine Aussage, ob auf einer bestimmten Siedlungsfläche eine Nahwärmeversorgung wirtschaftlicher ist als die bisherige konventionelle Wärmebereitstellung mit Öl- oder Gaskesseln wird nicht angestrebt. Annahmen zur zeitlichen Entwicklung des Anschlussgrades an das Nahwärmenetz sind daher unnötig.

6.4.1 □ Investitionskosten für konventionelle Wärmebereitstellung (Heizkessel)

Unter den konventionellen Investitionskosten werden hier die Kosten verstanden, die zur Bereitstellung eines konventionellen Heizkessels (Gas, Öl) entstehen. Die Investitionskosten je Gemeinde hängen ab von der Anzahl aller Gebäude einer Gemeinde. Dabei werden folgende Kosten je Gebäudetyp veranschlagt (siehe Tabelle 26), angelehnt an eine Expertise für das Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg [DLR 2003].

Tabelle 26: Konventionelle Investitionskosten je Gebäudetyp in €.

| Gebäudetyp | Investitionskosten [€] |
|-------------------|-------------------------------|
| 1-/2-FH | 6.207 |
| KMH | 8.966 |
| GMH | 10.647 |
| kNWG | 11.500 |
| mNWG | 19.500 |
| gNWG | 34.500 |

Die Kosten je Gebäudetyp werden mit der entsprechenden Anzahl des Gebäudetyps in der Gemeinde multipliziert. Dadurch ergeben sich für jede Gemeinde die konventionellen Investitionskosten. Diese werden später herangezogen, um zu vergleichen, in welchem Verhältnis die konventionellen Investitionskosten zu den Investitionskosten für die Nahwärmenetze stehen.

6.4.2 □ Investitionskosten für Nahwärme

Die Investitionskosten für Nahwärme werden unterteilt in Kosten, die von der Netzlänge (und damit von der Gebäudedichte) abhängen und Kosten, die jedem Gebäude (Hausstation, Mauerdurchbruch) zugerechnet werden. Für mittlere Gebäudedichten ergeben sich aus den Netzlängen nach Tabelle 25 und spezifischen Verlegekosten zwischen 186 €/m_{Trasse} (Hausanschluss in ST IV) und 316 €/m_{Trasse} (Verteilleitung in ST IIIb) die in Tabelle 27 dargestellten mittleren Kosten für die Nahwärmeleitungen. Die Netzlänge und damit auch die Leitungskosten in jeder Gemeinde verhalten sich wie schon in Abschnitt 6.3.7.5 beschrieben proportional zu der quadratischen Wurzel aus der Gebäudedichte. Für die Fixkosten wird in jeder Gemeinde der gleiche Wert angesetzt.

Tabelle 27: Mittlere Leitungskosten für die vier Siedlungstypen.

| Siedlungstyp | mittlere | Fixkosten |
|--------------|--------------------------|-------------|
| | Leitungskosten [€/ha] | [€/Gebäude] |
| ST II | 48.260 | 2.602 |
| ST IIIa | 64.090 | 4.163 |
| ST IIIb | 95.420 | 4.290 |
| ST IV | 28.970 | 4.400 |

Um die gesamten Investitionskosten zu berechnen, werden für jede Gemeinde und jeden Siedlungstyp die Fixkosten je Gebäude mit der Gesamtzahl der Gebäude und die Leitungskosten mit der Fläche des Siedlungstyps multipliziert. Als Summe ergeben sich die gesamten Investitionskosten für die Nahwärmeverteilung für diesen Siedlungstyp in der betroffenen Gemeinde.

6.5 Verfügbarkeit von Geothermie, solarer Wärme und Biomasse

6.5.1 □ Geothermie

Als Grundlage zur Information über Geothermie wird der Geothermie Report 98-1 des GFZ Potsdam [Kayser und Kaltschmitt 1998] herangezogen. Auf einer Karte werden dort Gebiete mit möglichen hydrothermalen Energievorräten in Deutschland dargestellt (siehe Abbildung 35).

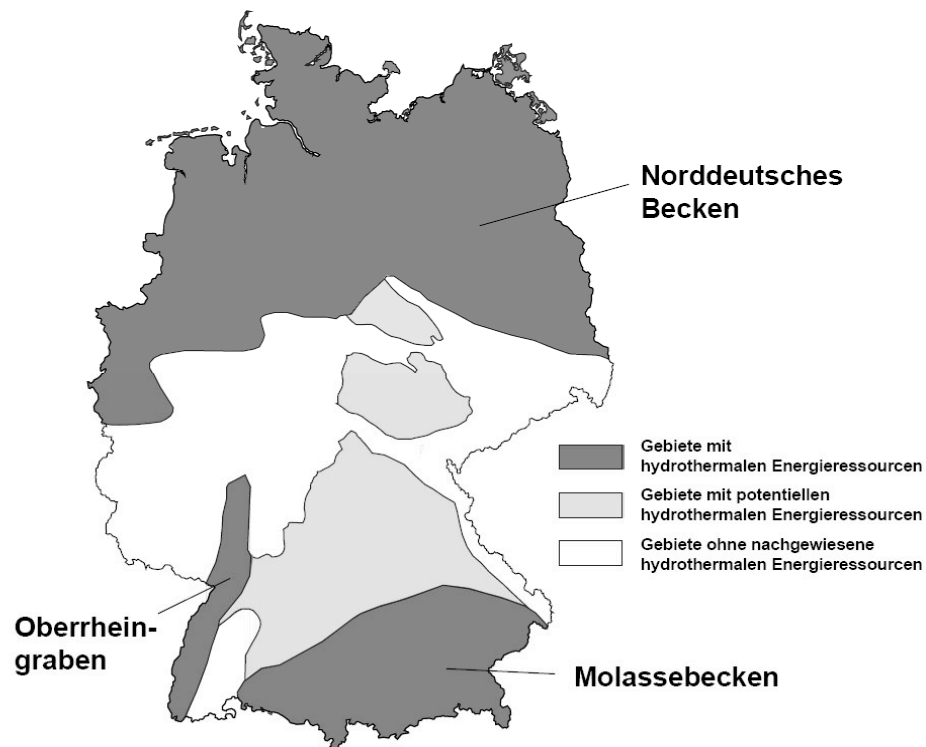


Abbildung 35: Gebiet mit möglichen hydrothermalen Energievorräten in Deutschland [Kayser und Kaltschmitt 1998].

Um die Karte für die GIS-Analyse zu nutzen, wird diese digitalisiert und georeferenziert. Anschließend wird jeder Gemeinde entsprechend dem hydrothermalen Potenzial ein Wert zwischen 0 (ohne nachgewiesenem Potenzial) und 2 (mit nachgewiesenem Potenzial) zugewiesen, welcher in das Ranking eingang findet.

6.5.2 ☐ Solare Wärme

Datengrundlage liefern satellitengestützte Strahlungsberechnungen, die am DLR durchgeführt werden. Als Bewertungsparameter wird die Jahressumme der Globalstrahlung auf die horizontale Fläche (GHI) für das Jahr 2004 verwendet. Die Daten liegen digital vor und können leicht in das GIS integriert werden. Entsprechend der Analyse der hydrothermalen Energieressourcen wird für jede Gemeinde die Jahressumme der Globalstrahlung bestimmt. Die Klassifizierung der Jahressumme ist in Tabelle 28 dargestellt.

Tabelle 28: Klassifizierung der Jahressumme der Globalstrahlung für die Bewertung.

| Klasse | Jahressumme GHI [kWh/m²a] |
|--------|------------------------------|
| 1 | < 1000 |
| 2 | > 1000 und < 1100 |
| 3 | > 1100 |

Abbildung 36 zeigt das Ergebnis der Strahlungsanalyse entsprechend der verwendeten drei Klassen.

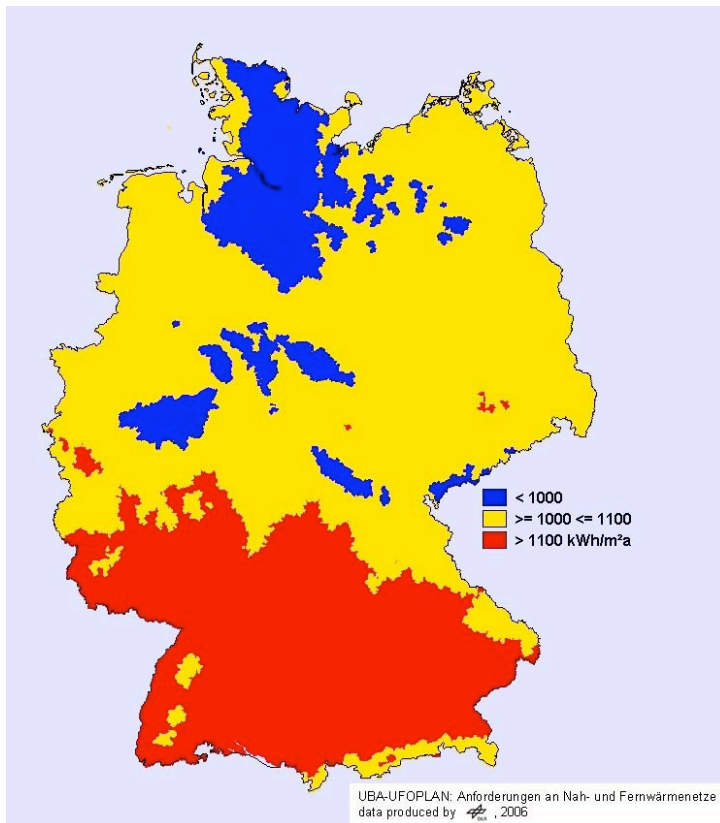


Abbildung 36: Darstellung der Gemeinden und deren Jahressumme der Globalstrahlung (GHI) in kWh/m²a für das Jahr 2004

6.5.3 ☐ Biomasse

Grundlage sind die in der Studie „Ökologische Optimierung der Nutzung erneuerbarer Energien“ ausgewiesenen energetischen Potenziale für Holz, Stroh und Biogas (Gülle) sowie die hiermit korrelierenden amtlichen Daten [StJB 2005] zu Wald, Acker- und Dauergrünlandfläche.

Diese sind je Bundesland vorhanden. Für die räumliche Verteilung werden die Flächenangaben je Gemeinde aus LaND50 herangezogen. Da im Datensatz LaND50 nur die Klassen 10 (Wald) und 11 (landw. genutzte Fläche) verwendet werden, muss die landwirtschaftlich genutzte Fläche in Acker und Dauergrünland aufgeteilt werden, um die Verteilung an das Statistische Jahrbuch anzupassen. Dabei wird das Verhältnis von Acker zu Grünland der einzelnen Bundesländer des Statistischen Jahrbuchs angesetzt und auf die einzelnen Gemeinden im Datensatz von LaND50 übertragen.

6.6 Ranking

Aus oben zusammengestellter Datenbasis lassen sich Kennwerte bestimmen, mit deren Hilfe eine Aussage über die Standortbedingungen für Nahwärme aus erneuerbaren Energien getroffen werden können.

Mittels dieser Kennwerte werden für jeden Siedlungstyp in jeder Gemeinde Punkte vergeben. Anhand dieser Punkte lässt sich ableiten, ob günstige oder ungünstige Bedingungen für Nahwärme vorherrschen.

Folgende Kennwerte stehen zur Verfügung:

- | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1.) Wirtschaftlichkeit (je Siedlungstyp): | $\frac{\text{Investitionskosten für konventionelle Heizung [€]}}{\text{Investitionskosten für Nahwärmeverteilung [€]}}$ |
| 2.) Demografische Prozesse (je Kreis, wird für jede Gemeinde innerhalb des Kreises gleichgesetzt): Prognose 2020 des Berlin-Institut für Bevölkerung und Entwicklung | |
| 3.) Netzverluste (je Siedlungstyp): | Prozentualer Netzverlust [%] |
| 4.) Biomassepotenzial – Holz: | $\frac{\text{Holzpotenzial in Gemeinde}}{\text{Wärmebedarf in Gemeinde}}$ |
| 5.) Biomassepotenzial – Stroh: | $\frac{\text{Strohpotenzial}}{\text{Wärmebedarf in Gemeinde}}$ |
| 6.) Biomassepotenzial – Gülle: | $\frac{\text{Güllepotenzial}}{\text{Wärmebedarf in Gemeinde}}$ |
| 7.) Solare Einstrahlung: | Jahres-Einstrahlung [kWh/m²a] |
| 8.) Geothermie: | Klassifizierung nach Kayser |

Jedem Kennwert wird eine Punktzahl zugeordnet. Die Höhe der maximalen Punktzahl lässt die Gewichtung erkennen, welche hier angenommen wurde. Tabelle 29 gibt die Kennwerte und die maximale Punktzahl, welche vergeben werden kann, wieder.

Tabelle 29: Definition der Grenzen für das Ranking und die Punktevergabe

| Kennwert | Werte / Grenzen | Punktzahl |
|--------------------------------------|-------------------------------------|-----------|
| Wirtschaftlichkeit ¹ | $\leq 0,75$ | 0 (min) |
| | ≥ 1 | 10 (max) |
| Demografische Prognose ² | 6 | 0 (min) |
| | 1 | 5 (max) |
| Netzverlust ¹ | $\geq 20\%$ | 0 (min) |
| | $\leq 8\%$ | 5 (max) |
| Verfügbarkeit von Holz ¹ | die 2000 schlechtesten Werte | 0 (min) |
| | ≥ 1 | 7 (max) |
| Verfügbarkeit von Stroh ¹ | die 2000 schlechtesten Werte | 0 (min) |
| | $\geq 0,1$ | 3 (max) |
| Verfügbarkeit von Gülle ¹ | die 2000 schlechtesten Werte | 0 (min) |
| | $\geq 0,8$ | 3 (max) |
| Einstrahlung | $\leq 1000 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ | 1 |
| | $> 1000 \text{ und } < 1100$ | 2 |
| | ≥ 1100 | 3 |
| Verfügbarkeit von Geothermie | 0 | 0 |
| | 1 | 2 |
| | 2 | 4 |

¹ Punktevergabe für die Werte innerhalb der aufgezeigten Grenzen erfolgt so, dass jede Punktzahl gleich oft vertreten ist.

² Punktevergabe für die Werte innerhalb der aufgezeigten Grenzen erfolgt entsprechend der zugrunde liegenden Datenbasis.

6.7 Regionalisierung der Vorgaben

6.7.1 ☐ Wärmebereitstellung aus Nahwärme gemäß dem BMU-Langfristszenario (Ökologisch optimierter Ausbau).

Eines der Hauptziele dieses Kapitels besteht in der Regionalisierung der Vorgaben des in [DLR 2004] dargestellten BMU-Langfristszenarios für eine nachhaltige Entwicklung. In Tabelle 30 werden für das Jahr 2020 die Wärmemengen dargestellt, welche laut dem Szenario aus den verschiedenen Energiequellen (REG und fossile BHKW) stammen. Die grau-markierten Bereiche der Tabelle sind die Vorgaben, welche zu regionalisieren sind.

Tabelle 30: Wärmebereitstellung aus Nahwärme laut Szenario „Ökologisch optimierter Ausbau“ [DLR 2004]. Die grau-markierten Felder sind für die Analyse relevant.

| | Nutzwärme | | | |
|-----------------------------------------------|--------------|----------------|------------|--------------|
| | 2000 [GWh/a] | 2020 [GWh/a] * | 2020 [%] * | 2050 [GWh/a] |
| Solar | 6 | 9.910 | 1,3 | 56.545 |
| Biomasse | 8.967 | 53.340 | 7,0 | 96.173 |
| Geothermie | 440 | 8.380 | 1,1 | 75.015 |
| fossile BHKW (einschl. Spitzen- kessel) | 28.000 | 31.240 | 4,1 | 29.400 |
| Summe | 37.413 | 102.870 | 13,5 | 257.133 |

*Ohne Beiträge zur Prozesswärme. Prozentangaben beziehen sich auf die gesamte Nutzwärme (RW+WW) in Wohn- und Nichtwohngebäuden von 762 TWh im Jahr 2020

In den vorangegangenen Kapiteln wurde dargestellt, welche Kriterien verwendet werden, um die Gemeinden zu identifizieren, welche besonders günstige Bedingungen für die Nutzung von Nahwärme aufweisen.

Alle Gemeinden werden entsprechend ihrer erreichten Punktzahl sortiert und der Wärmebedarf der einzelnen Gemeinde (in sortierter Reihenfolge) so lange aufaddiert, bis die Angaben zur Nutzwärme aus Tabelle 30 erreicht sind. Da entsprechend dem Ranking addiert wird, werden zuerst die für Nahwärme günstigen Gemeinden berücksichtigt.

6.7.2 ☐ Zuweisung des ausgewiesenen Nahwärmeausbaus zu den Gemeinden

Vereinfachend wird folgender Ansatz gemacht:

Jeder der ca. 50.000 Siedlungsflächen wird entweder vollständig oder gar nicht mit Nahwärme versorgt. Bei der Zuordnung des im Szenario „Ökologisch optimierter Ausbau für die Nut-

zung erneuerbarer Energien in Deutschland“ ausgewiesenen Potenzials (siehe Tabelle 30) wird folgendermaßen vorgegangen:

1.) Alle Gemeinden, die ein Fernwärmenetz besitzen, dessen Trassenlänge >10km beträgt, werden ausgeschlossen. Es wird davon ausgegangen, dass in bestehenden großen Fernwärmenetzen kein zusätzliches Nahwärmenetz aufgebaut wird. Bei kleineren Fernwärmenetzen (Trassenlänge <10km) wird jedoch von einem möglichen Aufbau eines Nahwärmenetzes ausgegangen. Gemäß dieser Vorgaben werden 156 Gemeinden von der weiteren Analyse ausgeschlossen.

2.) Zuweisung des Ausbaupotenzials von Solar und Biomasse ($1,3 \% + 7,0 \% = 8,3 \%$, siehe Tabelle 30)⁴⁴ zu den einzelnen Siedlungsflächen in der Reihenfolge des Rankings. Bei diesem Ranking werden nur die 3 Grundkennwerte (Wirtschaftlichkeit, Demografische Prognose und Netzverlust) sowie die Verfügbarkeit von Solarer Wärme und Biomasse (Holz, Stroh und Gülle) angesetzt. Für diese Kennwerte werden die daraus resultierenden Punkte für jeden Siedlungstyp aufaddiert. Der Wärmebedarf der am besten geeigneten Siedlungstypen aller Gemeinden wird solange aufaddiert, bis die Vorgabe zur Wärmebereitstellung aus dem BMU-Szenario erreicht ist.

3.) Zuweisung des Ausbaupotenzials von Geothermie (1,1 %) wie zuvor für Solar+Biomasse beschrieben, allerdings wird statt der Verfügbarkeit von Solarer Wärme und Biomasse die Verfügbarkeit von Geothermie berücksichtigt. Die Siedlungsflächen, denen bereits Solare Wärme und Biomasse zugewiesen wurden, werden hierbei nicht mehr berücksichtigt.

4.) Entsprechend wird für fossile BHKW (4,1 %) vorgegangen. Hierzu werden nur noch die Grundkennwerte berücksichtigt.

6.7.3 □ Darstellung in digitalen Karten

Durch die Verknüpfung der Informationen zum Ranking je Gemeinde mit der Gemeindegeometrie lassen sich mit Hilfe des GIS die Ergebnisse räumlich darstellen.

Die folgenden Abbildungen zeigen exemplarisch einige Auswertungen, mit denen sich die Regionalisierung des Nahwärmepotenzials bewerten und diskutieren lässt.

Abbildung 37 zeigt alle Gemeinden, die aufgrund der Analyse günstig für Nahwärme eingestuft werden.

⁴⁴ Das Potenzial von Biomasse und Solarer Nahwärme wird gemeinsam ausgeschöpft, da sowohl eine kostengünstige solare Unterstützung von Biomasse-Nahwärmenetzen durch Kollektoren im Sommer als auch die Befeuerung des in einem Solaren Nahwärmenetz stets benötigten Spitzenkessels mit Biomasse sinnvolle Kombinationen sind.

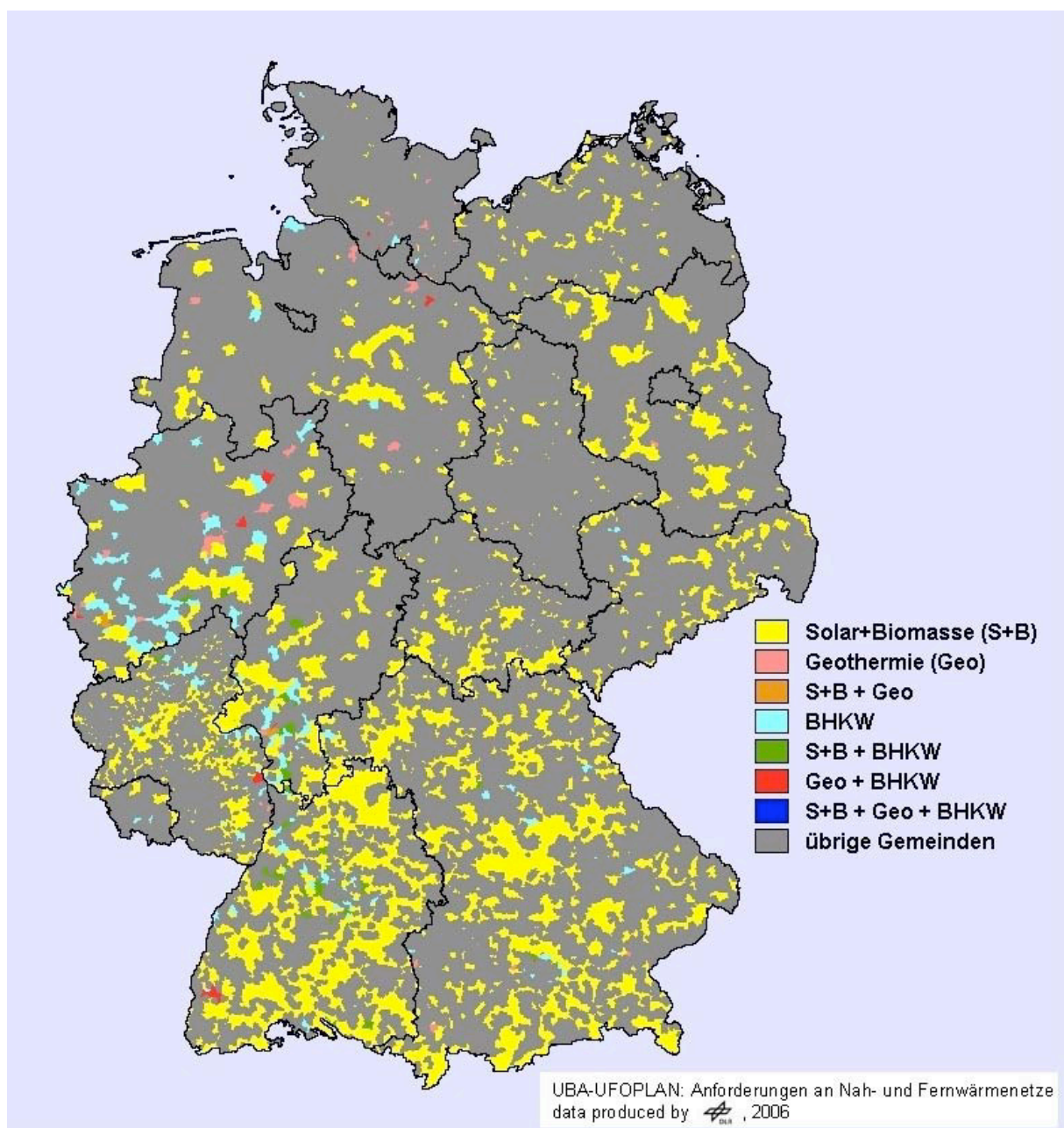


Abbildung 37: Gemeinden, die aufgrund der Analyse als geeignet erscheinen, die Gesamtvorgaben bezüglich der Nahwärmeversorgung aus dem BMU-Szenario zu erfüllen.

Da bei der Untersuchung jeder Siedlungstyp einzeln analysiert wurde (siehe vorheriges Kapitel) und in jeder Gemeinde bis zu 4 Siedlungstypen vorhanden sind, ist es durchaus möglich, dass alle drei Energieträger (Solar+Biomasse, Geothermie und fossile BHKW) für eine einzige Gemeinde als geeignet gewählt werden. Sichtbar ist das in der Abbildung durch die möglichen Kombinationen der Energieträger, die in der Legende aufgezeigt sind. In Abbildung 38 wurden die Gemeinden, die aufgrund des Siedlungstyps IV (Industrie- und Gewerbe) als geeignet ermittelt wurden, nicht mit einbezogen, da der Gesamtwärmebedarf dieses Siedlungstyps am Gesamtwärmebedarf sehr gering ist. Da große land- und forstwirtschaftliche Flächen zu einem günstigen Ranking führen, dominieren großflächige Gemeinden mit vergleichsweise geringem Wärmebedarf den optischen Eindruck der abgebildeten Karte.

Ergebnis der Analyse ist, dass rund 3300 Gemeinden wenigstens teilweise mit Nahwärme versorgt werden müssen, um die Vorgaben des Szenarios zu erfüllen. Der Aufwand für den hier zugrunde gelegten Ausbau von Nahwärme bis 2020 ist erheblich. Aus den hier vorgestellten Untersuchungen zur Regionalisierung des Potenzials von Nahwärmenetzen ergeben sich aber keine neuen Einschränkungen für dieses Ausbaupotenzial.

Prozentual gesehen kann in den meisten Gemeinden (89,2%) Solar+Biomasse als alleiniger Energieträger genutzt werden. Tabelle 31 zeigt die möglichen Kombinationen der Energieträger und die prozentuale Verteilung auf die potenziellen Gemeinden.

Tabelle 31: Prozentuale Verteilung der für Nahwärme günstig bewerteten Gemeinden (Gesamtzahl rund 3300) auf die einzelnen Energieträger und deren Kombinationen.

| Anteil der Gemeinden [%] | Energieträger |
|--------------------------|----------------------|
| 89,2 | Solar+Biomasse (S+B) |
| 1,6 | Geothermie (Geo) |
| 0,2 | S+B + Geo |
| 6,6 | fossile BHKW (BHKW) |
| 1,8 | S+B + BHKW |
| 0,5 | Geo + BHKW |
| 0,1 | S+B + Geo + BHKW |

Eine weitere Untersuchung berücksichtigt die Information, ob eine Gemeinde im ländlichen Raum liegt oder nicht. Dazu wurde für jede Gemeinde das Verhältnis Einwohnerzahl zu landwirtschaftlich genutzter Fläche gebildet. 50% der Gemeinden mit dem niedrigsten Verhältnis wurde als „ländlich“ deklariert, die anderen 50% als städtisch. Darüber hinaus wurden alle ländlichen Gemeinden, deren Einwohnerzahl >20.000 beträgt wieder den städtischen Gemeinden zugewiesen. Anhand dieser Analyse sind 695 Gemeinden mit einem Wärmebedarf von 455 TWh/a städtisch und 11809 Gemeinden mit einem Wärmebedarf von 341 TWh/a ländlich. Abbildung 38 zeigt die geeigneten Gemeinden aus Abbildung 37 in Kombination mit der Information „ländlich“ (links) und „städtisch“ (rechts). Die rund 3300 geeigneten Gemeinden liegen zu ca. 92 % im ländlichen Raum mit einem Wärmebedarf von rund 50 TWh/a und zu ca. 8% im städtischen Raum mit einem Wärmebedarf von rund 53 TWh/a.

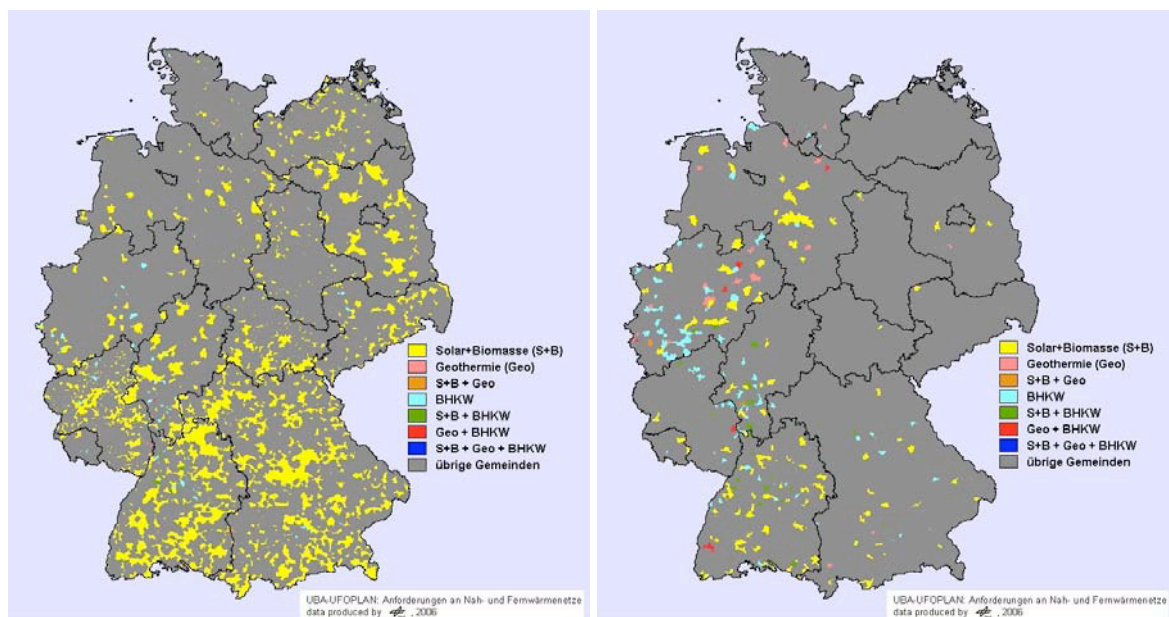


Abbildung 38 Geeignete Gemeinden nach Abbildung 37, die im ländlichen Raum (links) und im städtischen Raum (rechts) liegen.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Auswertung für die einzelnen Siedlungstypen. Die Überlagerung der Abbildungen für ST II, ST IIIa und ST IIIb würde zur Gesamtkarte führen, die in Abbildung 37 dargestellt ist. ST IV wird der Vollständigkeit halber dargestellt.

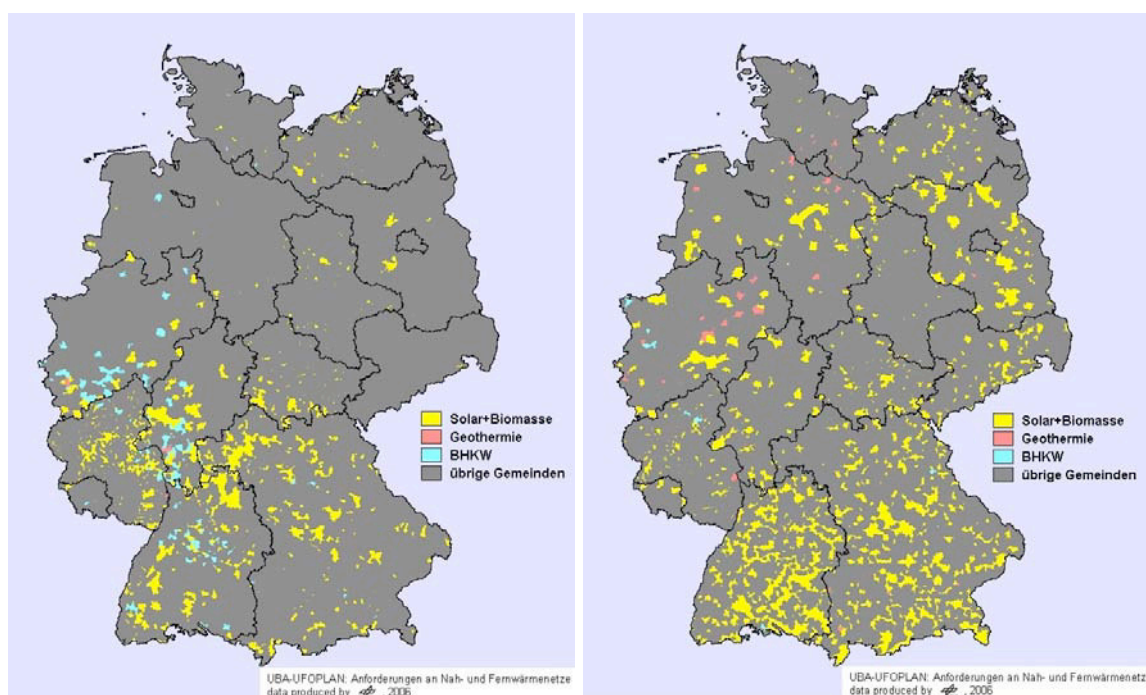


Abbildung 39: Geeignete Gemeinden nach Abbildung 37, die günstige Bedingungen für Nahwärme innerhalb des Siedlungstyps ST II (links) und ST IIIa (rechts) aufweisen.

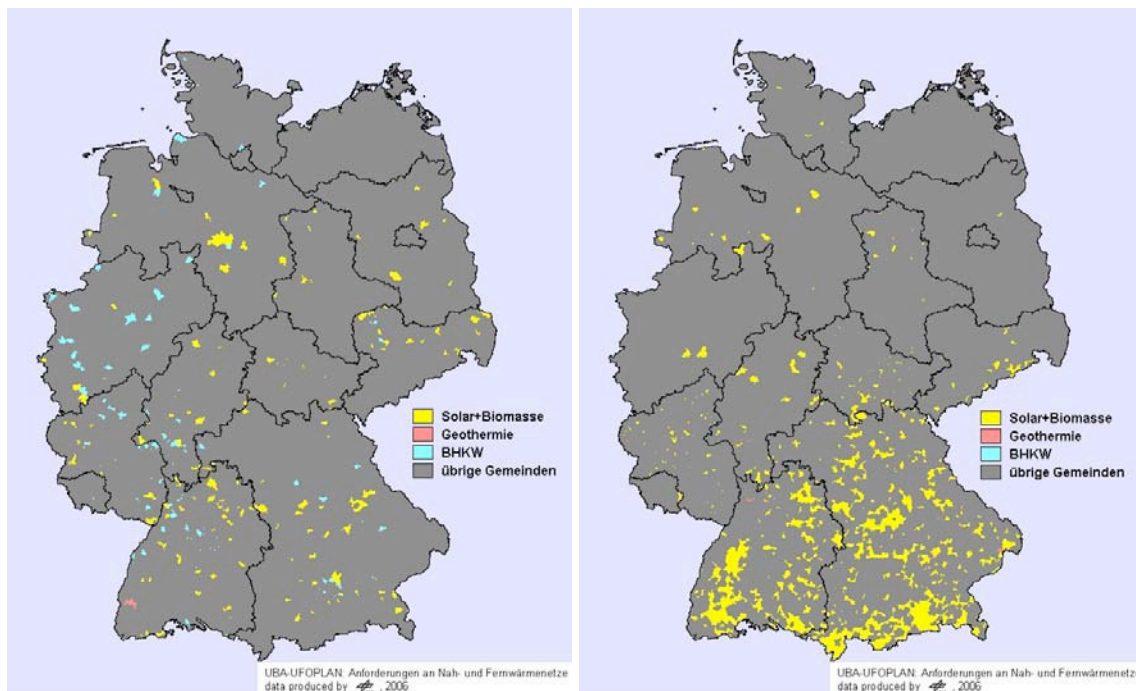


Abbildung 40: Geeignete Gemeinden nach Abbildung 37, die günstige Bedingungen für Nahwärme innerhalb des Siedlungstyps ST IIIb (links) und ST IV (rechts) aufweisen.

Entsprechend der Tabelle 30 werden für das Jahr 2020 folgende Anteile am Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeversorgung zugewiesen:

| | |
|-----------------|------|
| Solar+Biomasse: | 8,3% |
| Geothermie: | 1,1% |
| fossile BHKW: | 4,1% |

Mit Hilfe der GIS-Analyse lässt sich nun feststellen, welchen Anteil die jeweiligen Siedlungstypen zum Erreichen der Vorgaben beitragen. Tabelle 32 zeigt die jeweiligen absoluten und prozentualen Anteile der Nahwärmeversorgung bezogen auf den Wärmebedarf der einzelnen Siedlungstypen, Tabelle 32 zeigt die absolute und relative Anzahl der geeigneten Siedlungstypen und die Verteilung auf die erneuerbaren Energien und fossiler BHKW.

Tabelle 32: Absoluter und prozentualer Wärmebedarf der verschiedenen Siedlungstypen an der Nahwärmeverversorgung mit Solar+Biomasse, Geothermie und fossilen-BHKW zum Erreichen der Szenario-Vorgaben von 8,3% (Solar+Biomasse), 1,1% (Geothermie) und 4,1% (fossile BHKW) des Gesamt-wärmebedarfs in 2020.

| Wärmebedarf | ST II | ST IIIa | ST IIIb | ST IV | |
|--------------------|--------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| S+B | 28.2 | 26.7 | 1.3 | 7.3 | TWh/a |
| Geo | 1.0 | 6.0 | 0.8 | 0.5 | TWh/a |
| BHKW | 24.2 | 1.8 | 5.2 | 0.0 | TWh/a |
| S+B | 44.4 | 42.0 | 2.1 | 11.5 | % |
| Geo | 12.2 | 71.9 | 9.7 | 6.3 | % |
| BHKW | 77.6 | 5.7 | 16.7 | 0.0 | % |

Tabelle 33: Absolute Anzahl und prozentuale Verteilung der verschiedenen Siedlungstypen an der Nahwärmeverversorgung mit Solar+Biomasse, Geothermie und fossilen-BHKW zum Erreichen der Szenario-Vorgaben von 8,3% (Solar+Biomasse), 1,1% (Geothermie) und 4,1% (fossile BHKW) des Gesamt-wärmebedarfs in 2020

| Anzahl Siedlungen | ST II | ST IIIa | ST IIIb | ST IV | |
|--------------------------|--------------|----------------|----------------|--------------|-------------|
| S+B | 1471 | 1288 | 159 | 901 | abs. |
| Geo | 10 | 59 | 2 | 15 | abs. |
| BHKW | 199 | 11 | 117 | 0 | abs. |
| S+B | 38.5 | 33.7 | 4.2 | 23.6 | % |
| Geo | 11.6 | 68.6 | 2.3 | 17.4 | % |
| BHKW | 60.9 | 3.4 | 35.8 | 0.0 | % |

6.7.4 □ Mögliche Grenzen eines Nahwärmeausbaus

Der hier regionalisiert ausgewiesene Ausbau von Nahwärmenetzen bis 2020 erfordert einen erheblichen Aufwand. Um diesen Aufwand zu veranschaulichen, ist ein Vergleich mit dem heutigen jährlichen Zuwachs der Trassenlänge von Fern- und Nahwärmenetzen geeignet.

Bis 2020 ergibt sich gemäß dem hier zugrunde gelegten Szenario eine zusätzlich über Nahwärmenetze zu verteilende Wärmemenge von etwa 75 TWh/a. Da der größte Teil dieser Wärme in Gebieten mit relativ geringer Wärmedichte genutzt wird, wird von einer Trassenbelegung von 1,5 MWh/a ausgegangen. Es folgt eine bis 2020 neu zu installierende Trassenlänge von 50 000 km oder im Mittel jährlich 3 600 km.

Die Erdarbeiten, die hierzu notwendig sind, sind im Vergleich zu der Verlegung von Wasser- und Abwasserrohren, Gas- oder Telekommunikationsleitungen gering. Im Vergleich zu den heutigen Produktionskapazitäten der Hersteller von Fernwärmerohren bedeutet dies aber bereits ein erhebliches zusätzliches Produktionsvolumen. In den bzgl. des Ausbaus von

Fernwärmenetzen bei weitem am aktivsten europäischen Ländern Dänemark, Schweden, Finnland und Österreich werden jährlich zusammen etwa 2 000 km Trasse neu verlegt [EH&P 2005]. Um das dargestellte Ziel eines zusätzlichen jährlichen Ausbaus von 3 600 km zu erreichen, müssen daher die heutigen Produktionskapazitäten deutlich erweitert werden. Dies wird aber für die Industrie innerhalb des Zeitraums bis 2020 relativ leicht zu bewerkstelligen sein.

Weitaus problematischer ist die Überzeugungsarbeit einzuschätzen, die erforderlich ist, um die deutschen Bürger in ausreichendem Maße von der Notwendigkeit, ihre Heizungssysteme auf Nahwärme umzustellen, zu überzeugen. Hier gibt es in Deutschland noch erheblichen Nachholbedarf. In anderen Ländern ist diese Überzeugungsarbeit bereits erfolgreich geleistet worden. Pro Kopf der Bevölkerung wird in Dänemark heute bereits das 3-fache dessen verlegt, was jährlich von Deutschland bis zum Jahr 2020 zu fordern ist.

Aus der hier vorgestellten Untersuchung ergibt sich kein Korrekturbedarf für das in der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien“ [DLR 2004] ausgewiesenen Potenzials. Sie macht aber deutlich, dass ein großer Teil der notwendigen Überzeugungsarbeit im ländlichen Raum und Stadtrandgebieten, also außerhalb der traditionellen Fernwärmegebiete, geleistet werden muss.

6.7.5 Ergebnisse und Diskussion

Die dargestellten digitalen Karten lassen erkennen, dass die vorteilhaftesten Standorte für Nahwärme tendenziell im Süden Deutschlands liegen. Die Aufteilung des bis 2020 ausschöpfbaren Potenzials für Nahwärmeversorgungen auf die Bundesländer zeigt Tabelle 34.

Tabelle 34: Aufteilung des bis 2020 ausschöpfbaren Potenzials für Nahwärmeversorgungen auf die Bundesländer [TWh/a]

| Bundesland | Solar und Biomasse | Geothermie | BHKW (fossile Brennstoffe)) | Gesamt |
|------------------------|--------------------|------------|-----------------------------|--------|
| Baden-Württemberg | 21,1 | 1,0 | 6,4 | 28,5 |
| Bayern | 17,0 | 1,2 | 2,6 | 20,8 |
| Berlin | - | - | - | - |
| Brandenburg | 1,0 | 0,1 | 0,0 | 1,1 |
| Bremen | - | - | - | - |
| Hamburg | - | - | - | - |
| Hessen | 7,8 | 0,5 | 5,5 | 13,8 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,8 |
| Niedersachsen | 1,2 | 1,0 | 1,2 | 3,4 |
| Nordrhein-Westfalen | 4,1 | 3,4 | 10,4 | 17,9 |
| Rheinland-Pfalz | 6,7 | 0,5 | 3,8 | 10,9 |
| Saarland | 0,5 | 0,0 | 0,5 | 1,0 |
| Sachsen | 0,8 | 0,0 | 0,1 | 0,9 |
| Sachsen-Anhalt * | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,6 |
| Schleswig-Holstein * | 0,1 | 0,8 | 0,6 | 1,5 |
| Thüringen * | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 1,8 |
| Gesamt | 63,5 | 8,4 | 31,2 | 103,1 |

Auf die beiden südlichen Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern entfallen allein 48% dieses Potenzials. Diese Konzentration der vorteilhaftesten Standorte auf den Süden Deutschlands hat folgende Ursachen:

1. Relativ enge Bebauung der Siedlungsflächen im deutschen Süden im Vergleich zu einer eher aufgelockerten Bebauung im Norden und in den Neuen Bundesländern (NBL).
2. Die demografische Prognose ist in den nördlichen Ländern und besonders in den NBL im Mittel ungünstiger als im Süden.

-
3. Aufgrund der im Süden höheren Solarstrahlung ist das Ranking der Gemeinden mit Bezug auf die erneuerbaren Energien in den südlichen Ländern tendenziell etwas besser als in den nördlichen.

Das BHKW-Potenzial (fossile Brennstoffbasis) findet sich überwiegend in Gemeinden mit städtisch geprägtem Umfeld mit hohen Gebäudedichten und im Vergleich zum Wärmebedarf geringem Biomassepotenzial. Ein großer Teil davon in den fernwärmefreien Gemeinden Nordrhein-Westfalens.

Ein großer Teil des Nahwärmepotenzials wird innerhalb des aufgelockert bebauten Siedlungstyps ST II ausgewiesen, besonders im ländlichen Raum, da hier die Bedingungen für die Nutzung von Biomasse und solarer Wärme besonders günstig sind. Das vorgegebene Ausbaupotenzial der Biomasse-Nahwärme verteilt sich daher auf sehr viele kleine Gemeinden mit dementsprechend kleinen Nahwärmenetzen. Das Ausbaupotenzial von Geothermie und BHKW findet sich dagegen bevorzugt im städtisch geprägten Raum mit relativ wenigen großen Gemeinden und Netzen.

Durch die Berücksichtigung der erneuerbaren Energien kommt es zu einer gegenüber der AGFW-Fernwärmestudie [AGFW 2004] veränderten Schwerpunktsetzung. Ohne Berücksichtigung erneuerbarer Energien weist die AGFW-Studie die zusätzlichen netzgebundenen Wärmepotenziale ausschließlich in einwohnerreichen, städtischen Kommunen mit günstiger Siedlungsstruktur und hohen Gebäudedichten aus. Das Potenzial erneuerbarer Energien ist aber gerade in den kleinen Gemeinden am größten.

Den Vorteilen, die ländliche Gemeinden bei der Nutzung der lokalen Potenziale an erneuerbaren Energien aufweisen, stehen die Nachteile bei der Siedlungsstruktur entgegen. Die Gebäude- und Wärmedichten sind im ländlichen Raum geringer als in den städtisch geprägten Gebieten. Dies gilt auch für den von Einfamilienhäusern geprägten Siedlungstyp ST II. Dies führt in den für erneuerbare Energien besonders gut geeigneten Gebieten zu Trassenlängen, welche groß sind im Vergleich zu der über das Netz verteilten Wärmemenge. Selbst bei hohen Anschlussgraden von 75% kann im Mittel nur mit einer Trassenbelegung von 1000 kWh/a, m_{Trasse} gerechnet werden. Daher muss den Verlegekosten je Trassenmeter und den Leitungsverlusten noch größere Aufmerksamkeit als in den städtischen Fernwärmegebieten gewidmet werden. Da in den Siedlungsgebieten vom Typ ST II außerdem die angeschlossenen Gebäude (meist Einfamilienhäuser) einen geringen Wärmebedarf aufweisen, nimmt im Vergleich zu innerstädtischen Gebieten die Bedeutung von Leitungen mit kleinen Querschnitten zu. Daher können verstärkt flexible Leitungen und Duo-Rohre (vgl. Kapitel 5.1.2) eingesetzt werden. Diese mindern die Wärmeverluste und sind außerdem geeignet, die Verlegekosten zu senken. Hierdurch kann ein Teil der strukturellen Nachteile gegenüber innerstädtischen Gebieten wieder ausgeglichen werden. Die Alternative zu der hier unterstellten lokalen Nutzung liegt eigentlich nur für die Biomasse vor, die prinzipiell natürlich gesammelt, transportiert und dann in großräumigen Wärmeverbünden eingesetzt werden kann.

Das größte Hemmnis gegen einen zügigen Ausbau von Nahwärme liegt aber im Bereich der Akzeptanz. Viel Überzeugungsarbeit vor Ort ist unabdingbar, sowohl um Nahwärme überhaupt zu initiieren als auch um hohe Anschlussgrade, welche für einen wirtschaftlichen Betrieb unerlässlich sind, zu erreichen. Dabei sind gelungene Beispiele von besonderer Bedeu-

tung, die die Machbarkeit demonstrieren. In jüngster Zeit sind einige Anlagen entstanden oder noch im Bau, welche die BHKW-Abwärme aus Biogasanlagen⁴⁵ in ein dörfliches Nahwärmenetz einspeisen. Günstig für Planung und Bau waren dabei die verlässlichen Rahmenbedingungen des EEG, durch welches ein zusätzlicher Bonus für KWK-Strom aus erneuerbaren Energien garantiert ist. Auch ein mögliches zukünftiges Regeneratives Wärmegesetz kann günstige und sichere Randbedingungen für den Bau von Nahwärmenetzen liefern. Einschränkungen der Förderung auf Gebiete mit dichter Bebauung bzw. eine Untergrenze Trassenbelegungen von minimal 3 000 kWh/a, m_{Trasse} , wie sie in den Förderrichtlinien der KfW-Bank enthalten sind, wirken dagegen für die Ausschöpfung des bei weitem überwiegenden Teils des Nahwärmepotenzials nicht förderlich.

Ein weiteres wesentliches Hemmnis beim Aufbau von Nahwärmenetzen im ländlichen Raum sind die in Deutschland vergleichsweise hohen Kosten der Leitungsverlegung. Dass dies nicht so bleiben muss, wurde in Abschnitt 5.1.2 durch Vergleiche mit dem Ausland aufgezeigt. Auch innerhalb Deutschlands gibt es starke Schwankungen bei den Verlegekosten. Um hier zu Fortschritten zu kommen, ist ein offener Erfahrungsaustausch nützlich, besonders zwischen den Gemeinden bzw. Projektträgern, welche Nahwärmenetze planen, und den Projekten, welche bereits realisiert wurden. Dieser Erfahrungsaustausch wird noch effizienter, wenn er auch zwischen den Planern ermöglicht wird und außerdem einschlägige Erfahrungen aus dem benachbarten Ausland (Dänemark, Österreich) mit einbezogen werden.

6.7.6 □ Weiterer F&E-Bedarf

In den vorhergehenden Abschnitten des Kapitels 4 wurde eine Methode entwickelt und dargestellt, welche

- eine Regionalisierung des notwendigen Nahwärmeausbaus, der für einen ökologisch optimierten Ausbau der Nutzung von erneuerbaren Energien anzustreben ist, ermöglicht,
- als neue Datengrundlage und Methodik Satellitendaten und GIS nutzt,
- einen Datenabgleich mit den amtlichen Gebäude- und Energiestatistiken gewährleistet,
- die dynamisierenden Effekte der demografischen Entwicklung berücksichtigt,
- erste Ergebnisse zu den vielversprechendsten Standorten für Nahwärmesysteme liefert und differenziert nach der Art der Wärmebereitstellung (Solar, Biomasse, Geothermie, BHKW auf Basis fossiler Brennstoffe).

Obwohl die Darstellung der Ergebnisse in Karten gemeindescharf erfolgt, sind beim derzeitigen Stand der Entwicklung der Methodik nur auf Kreisebene verlässliche Aussagen möglich. In der Praxis wären Aussagen auf Gemeindeebene von besonderem Interesse, da hier die für die Initiierung, Genehmigung und Durchführung von Nahwärmeprojekten relevanten Ak-

⁴⁵ Die Verstromung von Biogas vor Ort und die Nutzung der Abwärme in einem lokalen Nahwärmenetz hat gegenüber der Einspeisung in das Gasnetz (soweit vorhanden) erstens den Vorteil, dass die aufwändige und energieintensive Abtrennung des CO₂ aus dem Biogas entfallen kann und zweitens der lokale Bezug zu den erneuerbaren Energien gestärkt wird.

teure konzentriert sind. Um den dafür notwendigen Zuwachs an Genauigkeit zu erzielen, sind folgende Verfeinerungen und Erweiterungen der Methodik erforderlich.

Verfeinerungen:

Relativ grobe Näherungen mussten bisher angesetzt werden für

- die Verteilung der Industrie- und Gewerbeflächen auf die Gemeinden
- die Verteilung der Nichtwohngebäude auf die Gemeinden
- die Verteilung der Gesamtanzahl der verschiedenen Gebäudetypen in einer Gemeinde auf die vier Siedlungstypen
- die siedlungstypischen Netzlängen. Diese stützen sich in dieser Studie - ebenso wie auch die AGFW-Studie - zu wesentlichen Teilen auf Untersuchungen im Rhein-Neckar-Raum aus dem Jahr 1984 ab.
- die Abschätzung des lokalen energetischen Potenzials der Biomasse

Erweiterungen

- Berücksichtigung von Klimazonen bei der Berechnung des Wärmebedarfs
- Berücksichtigung des Prozesswärmebedarfs
- Berücksichtigung des (evtl. vorhandenen) Gasnetzes als lokale Konkurrenz von Nahwärme
- Berücksichtigung der Topografie beim lokalen Kostenansatz für Nahwärme
- Regionalisierung der Kosten des Baus von Nahwärmenetzen
- Stärkere Kostenorientierung (z.B. wirtschaftliche Bewertung des lokalen Holzpotenzials oder der demografischen Entwicklung). Ergebnis kann der lokale Förderbedarf für den Ausbau von Nahwärmenetzen im Gebäudebestand sein.
- Berücksichtigung von Struktur und Dichte der örtlichen Erschließungsstraßen (Nutzung von digitalisierten Straßenkarten)
- Berücksichtigung von Streusiedlungen (ST I)
- Stärkere vergleichende Analyse der aggregierten Modellergebnisse vor Ort (Validierung der Modellergebnisse)

Allgemeiner F&E-Bedarf zum Thema Nahwärme

Unabhängig von der Weiterentwicklung der oben beschriebenen Methodik zur Regionalisierung des Nahwärmeausbaus ist die Bearbeitung folgender Forschungsthemen im Bereich der Nahwärme von Interesse:

- Systematische Untersuchungen zu den Ursachen für die großen Kostenunterschiede (Faktor drei!) beim Bau von Nahwärmenetzen in Deutschland und in den skandinavischen Ländern. In wie weit und auf welche Weise kann das skandinavische Beispiel auf Deutschland übertragen werden?

- Systematische Untersuchungen zu den Kostenunterschieden in der deutschen Praxis beim Bau von Nah- und Fernwärmeleitungen.
- Bedeutung der Netzverluste bei einer lokalen Abwägung zwischen konventionellen Zentralheizungen und Nahwärme. Beispiel für die in dieser Frage kontroversen Positionen sind die Förderbedingungen der KfW, welche ein Trassenbelegung von wenigsten 3 000 kWh/a, m_{Trasse} fordern, während die erfolgreiche dänische Praxis eine landesweite mittlere Trassenbelegung von nur 973 kWh/a, m_{Trasse} aufweist.
- Entwicklung von Instrumentenvorschlägen für die Einführung von Nahwärmenetzen unter besonderer Berücksichtigung der Rolle von Kommunen (andere ordnungsrechtlich oder finanziell orientierte Instrumente werden bereits in laufenden Projekten zu einem Regenerativen Wärmegesetz diskutiert).

6.8 Regionalisierung der bestehenden Fernwärmeversorgung in Deutschland

6.8.1 □ Ziel

Die räumliche Verortung der bestehenden Fernwärmeversorgung dient in Rahmen dieses Forschungsvorhabens erstens dem Ziel, mögliche Entwicklungswege innerhalb der vorhandenen Netze abzuschätzen. Basierend auf der Abbildung der fernwärmeversorgten Gebiete und einer Überlagerung dieser Gebiete mit Bevölkerungsprognosen für die nächsten Jahrzehnte, soll aufgezeigt werden, wo Verdichtungspotenziale innerhalb des bestehenden Netzes vorhanden sind und wo es auf der anderen Seite zu Problemen durch die abnehmende Wärmedichte kommt.

Zweitens soll der Fernwärmebestand als ein Korrekturfaktor für die Ausbaupotenziale der regenerativen dezentralen Energieversorgung verstanden werden. Die regenerativen Ausbaupotenziale werden räumlich differenziert dargestellt, eine Überlagerung mit dem Bestand an Fernwärme hilft, die Potenziale besser abschätzen zu können.

6.8.2 □ Datengrundlage

Eine exakte, kreis- oder gemeindescharfe Abbildung der bestehenden Fernwärmeversorgung wird durch das unzureichende und lückenhafte statistische Datenmaterial stark eingeschränkt. Die umfassendste Quelle stellt der Hauptbericht der Fernwärmeversorgung - aktuell für das Jahr 2004 - der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft beim VDEW (AGFW) [AGFW 2005] dar.

In diesem Bericht werden die Erzeugungs- und die Netzdaten der Fernwärmeversorgungsunternehmen (FVU) abgebildet. Die Erzeugungsdaten enthalten Informationen zu der Wärmenetzeinspeisung (Arbeit, Wärmehöchstlast, Temperatur und gesicherte Engpassleistung), weisen die Anteile der in KWK-Anlagen erzeugten Wärme detailliert aus und geben Auskunft über den Bezug von fremden Unternehmen. Die Netzdaten beinhalten Angaben zu den Netzen selbst (Anzahl, Leistung, Wärmeabgabe, Trassenlänge und Hausübergabestationen), zu den Gradtagszahlen sowie der Wärmeabgabe an andere Fernwärmenetze von AGFW-Mitgliedsunternehmen.

Das Problem des AGFW-Hauptberichtes liegt in der Zahl der erfassten Versorgungsunternehmen und in dem geringen räumlichen Detaillierungsgrad.

Die Zahl der Unternehmen, die sich an der freiwilligen Erhebung durch die AGFW beteiligen, schwankt jährlich und lag im Jahr 2004 bei 234 Unternehmen, davon 149 aus den alten und 85 Unternehmen aus den neuen Bundesländern. Damit sind lediglich die Hälfte der deutschen Wärmeversorgungsunternehmen in der Erhebung erfasst, diese stellen jedoch - nach Angaben der AGFW - rund neunzig Prozent der in Deutschland bereitgestellten Fernwärme bereit.

6.8.3 □ Räumliche Verortung der Versorgung

Neben der unvollständigen Erfassung der FVUs stellt die räumliche Verortung der Fernwärme ein weiteres Problem dar. Die Unternehmen sind mit ihrem Firmensitz erfasst, ihre Erzeugungs- und Netzdaten liegen jedoch aggregiert auf Länderebene vor. Eine Verortung der Erzeugungs- und Netzdaten auf Ebene der Kommunen kann nur unter der Annahme „Firmensitz gleich Versorgungsgebiet“ erfolgen.

In vielen Fällen kann man davon ausgehen, dass der Sitz des Unternehmens in derselben Gemeinde liegt, wie das versorgte Gebiet. Dieses gilt insbesondere bei kleineren Gemeinden, in denen der Versorger den Begriff „Stadtwerk“ mit im Firmennamen trägt. Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Unternehmen außerhalb der Grenzen der eigenen Kommune versorgen, ist relativ gering, ein Fehler ist allerdings nicht auszuschließen.

Anders verhält es sich bei den großen Energieversorgungsunternehmen, wie Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG, RWE Westfalen-Weser-Ems AG, E.ON Fernwärme GmbH, FAVORIT GmbH Hamburg, E.ON Kraftwerke GmbH usw.. Bei diesen Unternehmen kann vermutet werden, dass sich ihr Versorgungsgebiet auf verschiedene Gemeindegebiete verteilt. Bestätigt wird diese Vermutung dadurch, dass eine Versorgung in unterschiedlichen Bundesländern für diese Unternehmen in der AGFW-Statistik ausgewiesen ist. Wo genau die Versorgung in den Ländern stattfindet, lässt sich den Statistiken nicht entnehmen.

In einem ersten Analyseschritt sollen daher Versorger, die in mehreren Bundesländern Netze betreiben, ausgeschlossen werden. Gleichzeitig wird für die übrigen Unternehmen angenommen, dass Firmensitz gleich Versorgungsgebiet ist. Ein Abgleich der Ländersummen, so wie sie im Hauptbericht der Fernwärmeversorgung ausgewiesen sind, mit den Ländersummen, die nach der hier beschriebenen Auswahl gebildet werden können, deckt die Fehler und Ungenauigkeiten auf. Sollten sich nach einem ersten Analyseschritt offensichtliche Fehler ergeben, beispielsweise, weil die tatsächlichen und die berechneten Ländersummen stark voneinander abweichen oder weil bekannte Fernwärmegebiete nicht in den untersuchten Gemeinden auftauchen, muss diesen Fehlern mittels genauer Analyse der großen Versorgungsunternehmen und ihrer Versorgungsgebiete nachgegangen werden.

6.8.4 □ Auswahl des Gliederungskriteriums

Nachdem die Gruppe der zu untersuchenden Unternehmen eingegrenzt ist und entsprechende Annahmen getroffen sind, stellt sich die Frage, welches Merkmal aus der Fernwärme

Statistik untersucht werden soll. Ziel soll es sein, ein Kriterium zu finden, dass den aktuellen Stand der Fernwärmeversorgung auf Gemeindeebene kennzeichnet und gleichzeitig eine Aussage über die zukünftigen Erweiterungspotenziale der Fernwärme beinhaltet. Notwendig ist diese Analyse, um die bereits errechneten lokalen REG-Potenziale zu „relativieren“. Es wird davon ausgegangen, dass dort, wo bereits mit Fernwärme versorgt wird, am ehesten eine Erweiterung bzw. Verdichtung des Netzes vorgenommen werden kann, welche die Ausbaupotenziale der regenerativen Energieträger schmälert.

Nahe liegend wäre die Betrachtung der bereitgestellten bzw. eingespeisten Wärmemengen durch die Versorgungsunternehmen. Hierbei stellt sich jedoch das Problem des Fremdbezugs von Wärme bzw. die Wärmeabgabe an andere Netze von AGFW-Mitgliedsunternehmen, welche die korrekte Analyse und Verortung der Fernwärmeversorgung verkomplizieren.

Bleiben die konkreten Angaben innerhalb der Netzdaten, wobei sich hier insbesondere die Wärmeabgabe in TJ, die Trassenlänge in km und die Hausübergabestationen anbieten.

Bei der Wärmeabgabe und den Übergabestationen treten jedoch definitorische Schwierigkeiten auf. So definiert die AGFW die Wärmeabgabe innerhalb der Netze als die Wärmeabgabe an den Endverbraucher, den Wärmebetriebsverbrauch für betriebseigene Einrichtungen, die nicht Eigenverbrauch der Wärmeerzeugung sind und die Wärmeabgabe an fremde Weiterverteiler. Eine eindeutige Zuordnung der Wärmeabgabe an private Haushalte und eine daraus abgeleitete Berechnung der Wärmedichte ist demnach nicht möglich. Ähnlich verhält es sich mit den Hausübergabestationen. Zu diesen zählen in der AGFW-Statistik zum einen auch die Übergabestationen für die Wärmeabgabe an Weiterverteiler darüber hinaus ist der Statistik nicht zu entnehmen, ob es sich um Übergabestationen an öffentliche Einrichtungen, Unternehmen im GHD-Sektor oder private Haushalte handelt. Weiterhin ist nicht klar, wie viele Endverbraucher (private Haushalte) an einer Übergabestation angeschlossen sind. Eine Betrachtung des Verhältnisses von abgegebener Wärmemenge und Anzahl der Übergabestationen, ergibt bei den erfassten Unternehmen eine starke Streuung, was die Unsicherheiten dieses Kriteriums bestätigt.

Als handhabbares Analyse Kriterium bleibt somit die in Kilometern ausgewiesene Trassenlänge.

Hier ist unerheblich, wer wie viel Wärme in die Netze einspeist und wie viele Verbraucher bereits angeschlossen sind, entscheidend ist, dass die Netze verlegt sind. Vorhandene Netze werden im Rahmen dieses Untersuchungsansatzes als entscheidender, wenn nicht ausschließlicher Faktor für Erweiterungspotenziale gesehen. Vereinfachend kann gesagt werden, dass ein bestehendes Netz die Möglichkeit bietet, in diesem Netz eine Verdichtung vorzunehmen. Wo diese Möglichkeit besteht, sinken die Ausbaupotenziale der regenerativen Energieträger.

6.8.5 □ Fehleranalyse

In der folgenden Tabelle sind die Energieversorgungsunternehmen aufgeführt, die sich nicht in das Schema „Firmensitz gleich Versorgungsgebiet“ fassen lassen. Ursächlich hierfür ist entweder die Versorgung in mehreren Bundesländern (Vattenfall, FAVORIT, E.ON, Dalkia

Energie Service GmbH, Saar Energie GmbH) oder eine aus der AGFW-Statistik ablesbare Abweichung des Firmensitzes vom Versorgungsgebiet (Kraftwerksbetriebsgesellschaft mbH Kirchlingern, Avacon AG, Gesellschaft für Montan- und Bautechnik, Biq GmbH).

Die E.ON Fernwärme GmbH mit Standort in Gelsenkirchen ist in der nachstehenden Tabelle aufgeführt, weil ein erster Plausibilitätscheck mittels einer Übersichtskarte zur „Fernwärme im Ruhrgebiet“ – herausgegeben vom Kommunalverband Ruhrgebiet – aufgezeigt hat, dass das Unternehmen zwar in Gelsenkirchen angesiedelt ist, die Versorgungsgebiete sich jedoch auf die Kommunen Datteln, Castrop-Rauxel, Recklinghausen, Wanne-Eickel und Gladbeck erstrecken.

Tabelle 35: Länderschlüssel für die nachfolgenden Tabellen

| | | | | | | | |
|---|--------------------|---|---------------------|----|-------------|----|------------------------|
| 1 | Schleswig-Holstein | 5 | Nordrhein-Westfalen | 9 | Bayern | 13 | Mecklenburg-Vorpommern |
| 2 | Hamburg | 6 | Hessen | 10 | Saarland | 14 | Sachsen |
| 3 | Niedersachsen | 7 | Rheinland-Pfalz | 11 | Berlin | 15 | Sachsen-Anhalt |
| 4 | Bremen | 8 | Baden-Württemberg | 12 | Brandenburg | 16 | Thüringen |

Tabelle 36: Übersicht der Fernwärmeversorgern mit Versorgungsgebieten in mehreren Bundesländern

| Firma | Länder-schlüssel | Wärmeab-gabe [TJ] | Trassen-länge [km] | Hausüber-gabestati-onen |
|---------------------------------------------------|------------------|-------------------|--------------------|-------------------------|
| Vattenfall Europe Generation AG & CO. KG, Cottbus | 12 | 0,0 | 8,8 | 0 |
| | 13 | 0,0 | 0,2 | 1 |
| | 14 | 0,0 | 54,9 | 0 |
| E.ON Fernwärme GmbH, Gelsenkirchen | 5 | 6.304,2 | 655,8 | 11.407 |
| FAVORIT GmbH, Hamburg | 1 | 0,0 | 6,8 | 165 |
| | 4 | 0,0 | 0,2 | 1 |
| | 5 | 0,0 | 161,6 | 4.655 |
| | 6 | 0,0 | 35,6 | 1.449 |
| | 7 | 0,0 | 53,6 | 1.235 |
| | 8 | 0,0 | 5,1 | 238 |
| | 9 | 0,0 | 5,0 | 81 |
| | 11 | 0,0 | 3,7 | 33 |
| | 14 | 0,0 | 6,2 | 46 |
| | 16 | 0,0 | 7,3 | 75 |
| E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover | 1 | 0,0 | 0,2 | 1 |
| | 5 | 0,0 | 10,0 | 20 |

| | | | | |
|------------------------------------------------------|----|-------|------|-----|
| | 6 | 0,0 | 40,1 | 236 |
| | 9 | 0,0 | 0,5 | 1 |
| | 15 | 0,0 | 0,4 | 2 |
| Kraftwerkbetriebsgesellschaft mbH, Kirchlengern | 3 | 26,7 | 0,3 | 3 |
| Dalkia Energie Service GmbH, Neu-Isenburg | 1 | 92,0 | 9,0 | 91 |
| | 3 | 196,0 | 12,2 | 601 |
| | 4 | 47,2 | 4,3 | 718 |
| | 5 | 94,0 | 2,8 | 93 |
| | 6 | 59,0 | 3,8 | 125 |
| | 7 | 6,4 | 1,9 | 16 |
| | 8 | 30,0 | 1,5 | 85 |
| | 9 | 315,2 | 14,6 | 203 |
| | 11 | 18,0 | 0,5 | 2 |
| | 12 | 26,0 | 3,8 | 56 |
| | 13 | 90,0 | 4,9 | 46 |
| | 14 | 181,0 | 16,2 | 269 |
| | 15 | 14,0 | 1,1 | 30 |
| Saar Energie AG, Saarbrücken | 5 | 116,0 | 5,0 | 23 |
| | 7 | 181,0 | 2,7 | 16 |
| Avacon AG, Sarstedt | 15 | 644,0 | 61,3 | 779 |
| Gesellschaft für Montan- und Bautechnik, Senftenberg | 14 | 62,1 | 10,5 | 119 |
| Biq GmbH, Vockerode | 14 | 53,2 | 10,4 | 4 |

Stellt man die Ländersummen der Trassenlängen aus den eigenen Berechnungen, also ohne die nicht eindeutig zuzuordnenden Versorgungsunternehmen, den ausgewiesenen Ländersummen in der AGFW-Statistik gegenüber, so ergibt sich folgendes Bild.

Tabelle 37: Fehleranalyse

| Land | errechnet | | AGFW-Summe | | Differenz | |
|------|-------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------|
| | Trassenlänge [km] | Hausübergabestationen | Trassenlänge [km] | Hausübergabestationen | Trassenlänge [km] | Hausübergabestationen |
| 1 | 1.206,3 | 27.341 | 1.243 | 27.959 | 36,7 | 618 |
| 2 | 840,5 | 12.109 | 841 | 12.109 | 0,5 | 0 |
| 3 | 1.491,9 | 23.613 | 1.504 | 24.217 | 12,1 | 604 |
| 4 | 353,3 | 9.945 | 358 | 10.664 | 4,7 | 719 |
| 5 | 3.461,8 | 73.872 | 4.295 | 90.071 | 833,2 | 16.199 |
| 6 | 770,8 | 13.175 | 841 | 14.870 | 70,2 | 1695 |
| 7 | 168,7 | 2.656 | 229 | 3.930 | 60,3 | 1274 |
| 8 | 1.628,3 | 34.245 | 1.635 | 34.568 | 6,7 | 323 |
| 9 | 1.442,8 | 22.159 | 1.472 | 22.559 | 29,2 | 400 |
| 10 | 138,3 | 830 | 138 | 830 | -0,3 | 0 |
| 11 | 1.467,5 | 16.089 | 1.472 | 16.124 | 4,5 | 35 |
| 12 | 715,2 | 5.879 | 728 | 5.945 | 12,8 | 66 |
| 13 | 635,5 | 8.551 | 641 | 8.598 | 5,5 | 47 |
| 14 | 1.604,9 | 20.846 | 1.703 | 21.284 | 98,1 | 438 |
| 15 | 837,9 | 7.206 | 901 | 8.017 | 63,1 | 811 |
| 16 | 572,3 | 5.599 | 580 | 5.674 | 7,7 | 75 |

In fast allen Fällen ist der Fehler (Abweichung der Berechnungen von den tatsächlich ausgewiesenen Werten), der durch die Ausklammerung der kritischen Fälle produziert wird, marginal. In elf von sechzehn Fällen liegt die ausgeklammerte und damit nicht eindeutig zugeordnete Trassenlänge unter vierzig Kilometer. In weiteren vier Fällen liegt die Abweichung zwischen vierzig und hundert Kilometern. Lediglich in Nordrhein-Westfalen ist mit rund 833 Kilometern eine erhebliche Differenz zwischen der ausgewiesenen und der errechneten Trassenlänge festzustellen. Diesem Fehler muss im Rahmen einer tiefer gehenden Untersuchung der Fernwärmeversorgung in NRW nachgegangen werden.

Die Aufstellung in Tabelle 36 zeigt weiterhin, dass die E.ON Fernwärme GmbH in Gelsenkirchen und die FAVORIT GmbH aus Hamburg einen Großteil der Abweichungen verursachen. Eine telefonische Rückfrage bei der FAVORIT GmbH ergab, dass diese nicht bereit ist, detaillierte Daten zu den Versorgungsgebieten, die über die Ländersummen hinausgehen, zu geben.

Die Abgrenzungsschwierigkeiten bei den Versorgungsgebieten der E.ON Fernwärme GmbH wurden bereits angesprochen. Es ist zwar bekannt, in welchen Gemeinden des Ruhrgebietes das Unternehmen als Fernwärmeversorger auftritt, unklar ist jedoch, zu welchen Teilen sich die Ländersumme auf die einzelnen Kommunen verteilt. Ebenso ist nicht zu klären, ob noch weitere Versorgungsgebiete des Unternehmens in NRW außerhalb des in der Karte dargestellten Bereiches liegen.

Auf eine genauere Untersuchung wie viel der insgesamt 655,8 Kilometer Trassenlänge der E.ON Fernwärme GmbH auf die einzelnen Versorgungsgebiete entfallen, muss im Rahmen dieser Studie verzichtet werden. Die Netzkilometer werden daher gleichmäßig auf die fünf Gemeinden verteilt. Die Tatsache, dass die Untersuchung der bestehenden Fernwärmeversorgung einen eher qualitativen Charakter haben soll, rechtfertigt dieses Vorgehen. Auf die Gemeinden Datteln, Castrop-Rauxel, Recklinghausen, Wanne-Eickel und Gladbeck entfallen nach dieser Verteilung jeweils rund 131 Kilometer Fernwärmenetz.

Die Summe der nicht eindeutig zugeordneten Trassenlängen sinkt damit von 833 auf 178 Kilometer, von denen wiederum 161 auf die FAVORIT GmbH entfallen und sich somit nicht eindeutig verorten lassen. Die restlichen 17 Kilometer entfallen auf drei Versorgungsunternehmen und erscheinen aufgrund ihrer Größenordnung vernachlässigbar.

6.8.6 □ Darstellung der Fernwärmeversorgung⁴⁶

Die nachstehende Übersicht zeigt auf, wo sich die Fernwärmegebiete⁴⁷ in Deutschland befinden. Es zeigt sich, dass im Westen vor allem das Land Nordrhein-Westfalen in vielen Gebieten über ein Fernwärmenetz verfügt, im Osten weisen hingegen alle Länder, mit Ausnahme Mecklenburg-Vorpommerns, in den Ballungsgebieten eine Fernwärmeversorgung auf.

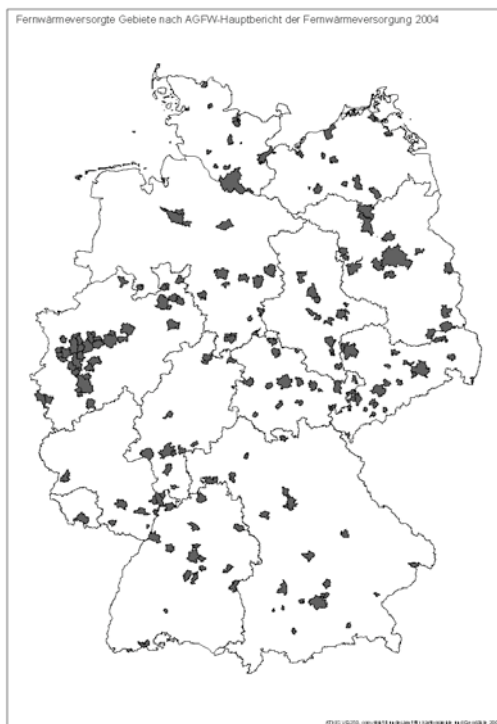


Abbildung 41: Übersicht über Fernwärmegebiete

⁴⁶ Die in den folgenden Abschnitten abgebildeten Karten sind aufgrund der besseren Lesbarkeit des Gesamttextes in verkleinerter Form dargestellt. Alle Karten finden sich im Anhang in vergrößerter Darstellung.

⁴⁷ Wenn im Folgenden von Fernwärmegebieten gesprochen wird, so sind damit stets die von der AGFW erfassten Gebiete unter Berücksichtigung der beschriebenen Fehler gemeint.

6.8.7 □ Gliederungskriterium Trassenlänge

In den vorangegangenen Ausführungen war die in Kilometern ausgedrückte Trassenlänge als handhabbares Gliederungskriterium abgeleitet worden. Betrachtet man hier die Verteilung, so fällt auf, dass die Schwerpunkte auf das Kerngebiet Nordrhein-Westfalens und die kreisfreien Städte der neuen Bundesländer entfallen. Vor dem Hintergrund einer Dynamisierung der Fernwärmeentwicklung auf Basis der demografischen Entwicklung, erscheint in diesem Zusammenhang beachtenswert, dass in den Gebieten mit besonders hohen absoluten Werten bei der Trassenlänge, die pro Kopf Werte sehr niedrig ausfallen.

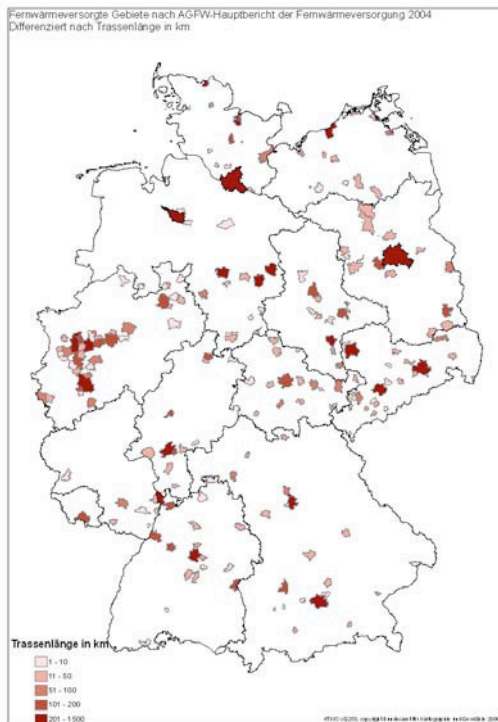


Abbildung 42: Fernwärmeversorgung nach Trassenlänge in km

6.8.8 □ Dynamisierung der Entwicklung der Fernwärme über den demografischen Wandel und die Wirtschaftlichkeit

Die Abbildung der Entwicklungsmöglichkeiten der Fernwärme soll über die Entwicklung der Bevölkerung in Deutschland und eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit geschehen.

Das Aufzeigen der Entwicklungsmöglichkeiten vor dem Hintergrund der demografischen Entwicklung geschieht auf Basis der Bevölkerungsprognose des Berlin Institutes für Weltbevölkerung für das Jahr 2020 [Berlin Institut 2006]. Anzumerken ist hier, dass das Berlin Institut eine Prognose für die Kreise der Bundesrepublik entwirft, in der neben dem Aspekt der Demografie noch weitere Einflussgrößen, wie Wirtschaft und Bildung eine Relevanz haben. Zudem setzt sich die Bewertung der demografischen Entwicklung aus mehreren Indikatoren (Kinderzahl, Frauenanteil, Wanderungen) zusammen. Einer dieser Indikatoren, die prozentuale Entwicklung der Bevölkerung bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2004, wird für die hier vorgenommene Dynamisierung verwendet. In der folgenden Karte sind die Kreise mit einer

Bevölkerungszunahme denen mit einem Rückgang der Bevölkerung bis 2020 gegenübergestellt. Die Abnahme der Bevölkerung ist dabei etwas differenzierter dargestellt.

Ein irreführendes Bild ergibt sich aufgrund der Betrachtung auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte. So gewinnt man den Eindruck, dass beispielsweise die Landkreise Brandenburgs nicht von einer negativen demografischen Entwicklung betroffen sind, dieses ist jedoch nur zum Teil richtig. Zwar profitieren alle Kreise des Landes von einer Bevölkerungsbewegung aus Berlin heraus in das Umland, es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich dieser positive Einfluss nur auf einen engeren Kreis um Berlin herum erstreckt, weite Teile der Landkreise jedoch mit starken Bevölkerungsverlusten zu kämpfen haben und auch zukünftig haben werden. Die amtliche Statistik des Landes Brandenburg ist aufgrund dieser Unterschiede dazu übergegangen von einem innerem (zwischen 10 und 20 Kilometer um die Stadgrenzen Berlins) und einem äußeren Verflechtungsraum um das Land Berlin zu sprechen.

Es zeigt sich, dass die Regionen der rückläufigen Bevölkerungszahlen vornehmlich in den neuen Bundesländern und darüber hinaus in der Mitte und im Westen der Bundesrepublik sowie im Saarland zu finden sind. Auffällig ist, dass insbesondere der Süden und weite Teile Nordwestdeutschlands kaum vom Bevölkerungsrückgang betroffen sind.

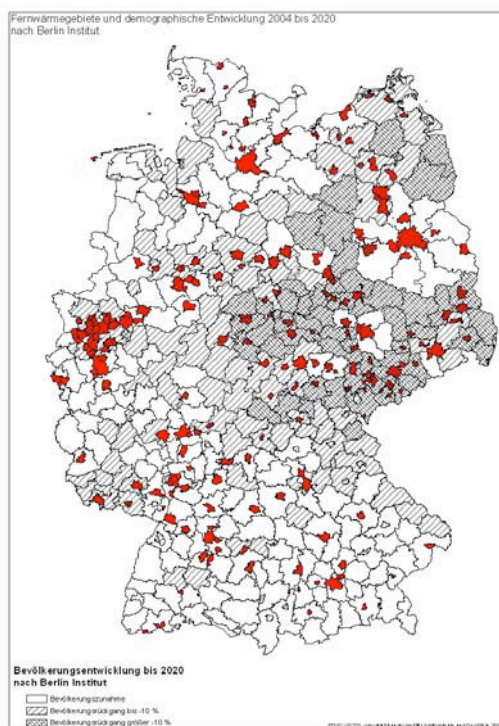


Abbildung 43: Demografische Entwicklung und Fernwärmegebiete

Als zweiter Indikator für die Entwicklungschancen der Fernwärme soll die Wirtschaftlichkeit betrachtet werden. In diesem Zusammenhang wird unter Wirtschaftlichkeit verstanden, ob die siedlungsstrukturellen Gegebenheiten in den Fernwärmegebieten eine Verdichtung oder den Ausbau an den Rändern bestehender Netze begünstigen oder nicht. Für diese Untersuchung soll der Wirtschaftlichkeitskennwert herangezogen werden, der in den Ausführungen zu den Nahwärmepotenzialen entwickelt wurde. Dieser Kennwert vergleicht die Kosten für

Dieser Wirtschaftlichkeitskennwert kann nicht ohne weiteres auf die Betrachtung der Fernwärme übertragen werden, da er sich auf den Vergleich der Investitionskosten für die unterschiedlichen Wärmeversorgungssysteme bezieht. Im Fall der Fernwärme sind diese Investitionen bereits getätigt, untersucht werden sollen hier die Potenziale einer Erweiterung bzw. Verdichtung, nicht jedoch der Aufbau neuer Netze. Eine Wirtschaftlichkeitsbewertung der Fernwärme auf Basis des genannten Kennwertes ist demzufolge lediglich als ein Fingerzeig und als erster Schritt einer Annäherung zu verstehen, der auf den weiteren Vertiefungsbedarf hinweist.

Fernwärmegebiete nach Wirtschaftskennwert
Summe der Wirtschaftskennwerte für die einzelnen Siedlungstypen nach DLR

The map displays the distribution of heat supply areas across Germany, categorized by their economic value. The areas are shaded in four levels of red, with darker shades indicating higher economic value. The map shows a high density of heat supply areas in the western and central parts of Germany, particularly in the Rhine-Ruhr region and the Berlin-Brandenburg area. The eastern part of Germany shows fewer and generally smaller heat supply areas. The legend at the bottom left indicates the following ranges for the economic value:

- 0 - 10
- 11 - 20
- 21 - 30
- 31 - 40

Wirtschaftskennwert

Die Karte zeigt, dass die Summe der Einzelwerte in vielen Fällen unter 20 bleibt und somit die Ausbaupotenziale für eine netzgebundene Versorgung eher zurückhaltend eingestuft werden müssen.

6.8.9 □ Abbildung der Entwicklungspotenziale durch Verschneidung von Demografie und Wirtschaftlichkeit

Um aus den Aussagen zur demografischen Entwicklung und der Analyse der Wirtschaftlichkeit einen zukünftigen Entwicklungsweg zu zeichnen, müssen die beiden Indikatoren miteinander verschnitten werden.

Angenommen wird in diesem Zusammenhang zum einen, dass ein Ausbau- und Verdichtungspotenzial bei der Fernwärme durch rückläufige Bevölkerungszahlen (und dadurch eine abnehmende Wärmedichte) geschmälert wird. Eine weitere Überlagerung mit dem Wirtschaftlichkeitskennwert ist, wie bereits ausgeführt, lediglich als ein qualitativer Richtungshinweis zu verstehen. Angezeigt werden nach der Überlagerung die Gemeinden, die in den nächsten rund 15 Jahren nicht von starkem Bevölkerungsrückgang betroffen sind und die aufgrund ihrer siedlungsstrukturellen Begebenheiten für eine netzgebundene Wärmeversorgung geeignet zu sein scheinen.

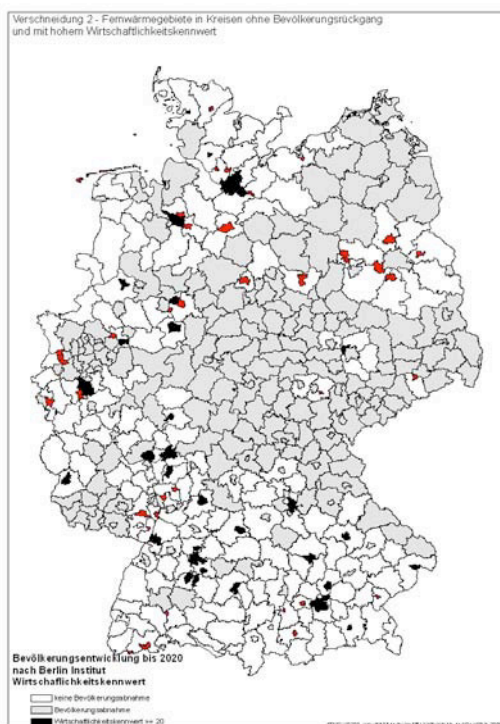


Abbildung 45: Verschneidung demografische Entwicklung und Wirtschaftlichkeit

Offensichtlich wird, dass im Großteil der Fälle den kommunalen Fernwärmenetzen das Verdichtungspotenzial durch die prognostizierte Bevölkerungsentwicklung genommen wird. Grau überlagert sind in der Karte die Kommunen, in denen von einem Bevölkerungsrückgang und damit einer rückläufigen Wärmenachfrage ausgegangen werden kann. Die Möglichkeit in diesen Kommunen Anschlussverdichtungen in bestehenden Fernwärmenetzen zu erreichen sind eher unwahrscheinlich. Lediglich in einem sichelförmigen Gebiet, das sich vom Nordwesten der Bundesrepublik, über Nordrhein-Westfalen, Rheinlandpfalz und Baden-Württemberg bis nach Bayern erstreckt, finden sich noch fernwärmeversorgte Gebiete (in der Hauptsache in den großen kreisfreien Städten), die nicht von rückläufigen Bevölkerungszahlen betroffen sind. Die Rolle der größeren Städte wird durch die Betrachtung der Wirtschaft-

lichkeit bestätigt. Aufgrund ihrer heterogenen Siedlungsstruktur scheinen sie mehr Potenziale, in diesem Fall Verdichtungs- und Ausbaupotenziale, für eine netzgebundene Wärmeversorgung zu bieten.

6.9 EXKURS: Demographische Entwicklung in Nordrhein-Westfalen und im Ruhrgebiet. Auswirkungen auf die Haushaltsstruktur, die Wohnungsnachfrage und die Fernwärmeversorgung

Am Beispiel Nordrhein-Westfalens (NRW) und speziell des Ruhrgebietes soll im Folgenden eine genauere Betrachtung erfolgen, welche die Analysen und Ergebnisse des vorangegangenen Kapitels vertieft. Die Region wurde ausgewählt, weil sie zum einen das größte fernwärmeversorgte Gebiet in den alten Bundesländern darstellt, zum anderen werden sich hier die entscheidenden dynamischen Entwicklungen in den nächsten Jahren mit besonderer Deutlichkeit zeigen. Die folgenden Karten zeigen die Situation der Fernwärme in NRW. Die größte Konzentration findet sich hier im Ruhrgebiet. Köln, Bielefeld und Aachen bilden weitere Schwerpunkte im Land.

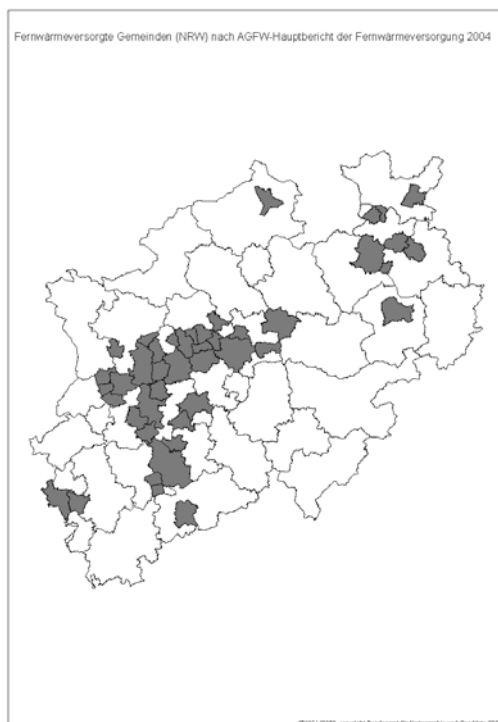


Abbildung 46: Fernwärmegebiete in NRW

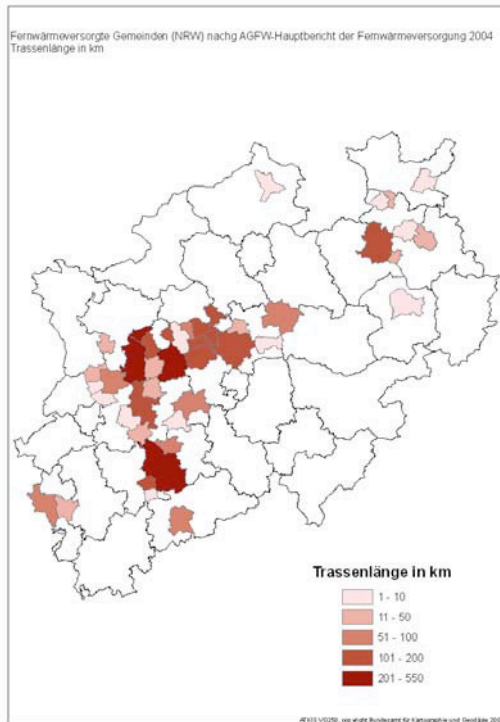


Abbildung 47: Fernwärmeversorgte Gebiete in NRW nach Trassenlänge in km

6.9.1 □ Die demografischen Zukunft in NRW

Die demografische Entwicklung in NRW in den nächsten Dekaden soll anhand der offiziellen Vorausberechnung des Landesamtes für Datenverarbeitung und Statistik (LDS) für die Kreise in NRW [LDS 2005, 2006] dargestellt werden. Das LDS prognostiziert auf dem Basisjahr 2005 die Bevölkerungsentwicklung bis 2025.

Im Jahr 2004 ging die Einwohnerzahl NRW erstmals seit etwa 20 Jahren zurück. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Zahl der Einwohner Nordrhein-Westfalens auch im Jahr 2005 um rund 17.000 auf rund 18.058.000 reduziert. Verantwortlich hierfür war, dass die Zahl der Geburten 2005 auf ein Rekordtief mit rund 153.000 Geburten sank, die Sterbefälle mit rund 186.000 leicht über dem Vorjahr lagen und das der Wanderungsgewinn mit ca. 16.000 Personen nicht ausreichte um den „Sterbeüberschuss“ auszugleichen.

Es wird davon ausgegangen, dass sich diese Entwicklung in den nächsten Jahrzehnten fortsetzt. Für das Land Nordrhein-Westfalen bedeutet dieses einen Rückgang auf 17.608.000 Einwohner im Jahr 2025 (rund -2,6 Prozent). Nach diesem Zeitpunkt wird sich diese Entwicklung sogar noch beschleunigen, sodass die Zahl der Einwohner bis 2050 um weitere 11 Prozent auf 16.167.000 sinkt. Ursächlich hierfür sind zum einen die abnehmenden Geburtenzahlen, die zwischen sich 2005 und 2025 um vier Prozent bzw. bis 2050 um 20 Prozent verringern werden. Zum anderen steigen gleichzeitig die Sterbefälle bis 2025 um 11 Prozent, bis 2050 um 22 Prozent an. Aus diesen beiden Entwicklungen ergibt sich, dass die Geburtenbilanz, die derzeit bereits negative Werte aufweist, bis 2050 um das Dreifache abnehmen

wird. Die Wanderungen, als dritte Komponente der demografischen Entwicklung, können diese Bilanz in NRW zwar mildern, jedoch nicht umkehren.

Die hier für das Land Nordrhein-Westfalen skizzierte Entwicklung gestaltet sich auf der regionalen Ebene (23 kreisfreie Städte und 31 Kreise) sehr unterschiedlich. Die stärksten Abnahmen bis ins Jahr 2025 verzeichnen die kreisfreien Städte Gelsenkirchen (-16,3 %) und Hagen (-15,2 %) sowie der Hochsauerlandkreis mit -12,8 Prozent. Gleichzeitig können sechs kreisfreie Städte und zwölf Landkreise, aufgrund von Wanderungsgewinnen, im Gegensatz zum Land, bis 2025 eine positive Bevölkerungsentwicklung verzeichnen.

6.9.2 □ Demografische Besonderheiten im Ruhrgebiet

Es zeichnet sich ab, dass das Ruhrgebiet sich aus demografischer Sicht zur Problemregion in NRW entwickeln wird. Die Prognosen zeigen, dass sich die Region mit den kreisfreien Städten Duisburg, Essen, Mülheim an der Ruhr, Oberhausen, Bottrop, Gelsenkirchen, Bochum, Dortmund, Hamm und Herne sowie den Landkreisen Wesel, Recklinghausen und Unna zukünftig deutlich negativer als der Landesdurchschnitt entwickeln wird. Im Jahr 2005 hatte das Ruhrgebiet mit 4,8 Millionen Einwohnern einen Anteil an der Bevölkerung Nordrhein-Westfalens von 26,3 Prozent. Die Bevölkerung im Ruhrgebiet wird bis 2025 auf 4,3 Millionen sinken, was einem Rückgang um rund neun Prozent entspricht. Einige kreisfreie Städte erreichen sogar zweistellige negative Ergebnisse. Im Einzelnen sind dieses Gelsenkirchen (-16,3), Herne (-11,0), Duisburg (-10,8), Mülheim an der Ruhr (-10,1) sowie die Kreise Recklinghausen (-10,7) und Unna (-10,5). Im selben Zeitraum sinkt die Einwohnerzahl des gesamten Bundeslandes um lediglich 2,6 Prozent. Diese besonders negative Entwicklung setzt sich zusammen aus einer Geburtenbilanz, die deutlich unter dem Landesdurchschnitt liegt. Zusätzlich können bis 2025 nur der Kreis Wesel und die kreisfreien Städte Mülheim an der Ruhr, Bottrop, Bochum, Essen und Oberhausen Wanderungsgewinne verzeichnen.

Ebenso wie im Land, so werden auch im Ruhrgebiet diese beiden Trends durch eine starke Alterung der Bevölkerung begleitet. Erkennbar wird diese Veränderung durch die Analyse des so genannten Altenquotienten, welcher das Verhältnis der 65 Jahre und älteren je 100 Personen aus der Altersgruppe der 20 bis unter 65jährigen misst.

Auffällig ist, dass dieser Wert bereits in 2005 über dem Landesdurchschnitt liegt und diesen Wert auch bis 2025 übersteigen wird. Während der Quotient für NRW dann bei 40,3 liegen wird, weist das Ruhrgebiet mit 42,8 eine leichte Erhöhung auf. Lediglich Bochum, Duisburg, Dortmund und Hamm liegen im Jahr 2025 beim Altenquotient unter dem Durchschnitt des Bundeslandes.

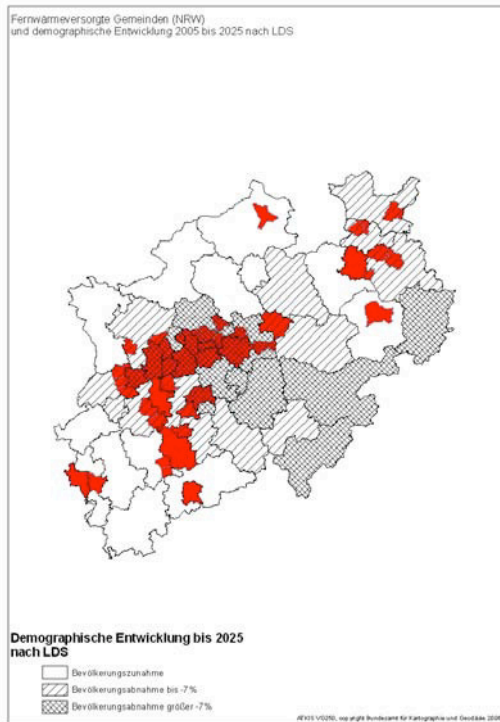


Abbildung 48: Fernwärmegebiete in NRW und demografische Entwicklung

Die Karte verdeutlicht, die vorangestellten Ausführungen und zeigt in welchem Ausmaß die Fernwärmegebiete von den Bevölkerungsrückgängen betroffen sind.

6.9.3 □ Prognose zur Haushaltsentwicklung in NRW

Bei der Prognose der Haushaltsentwicklung steht nicht nur ihre Gesamtzahl im Blickpunkt, von entscheidender Bedeutung ist auch die strukturelle Entwicklung der Haushalte, da sie einen nicht unwesentlichen Einfluss auf die Nachfrage nach Wohnraum, die Wohnflächen pro Kopf und damit auf die Energienachfrage hat.

Die Entwicklung der Haushalte bildet das LDS in einer konstanten und einer Trendvariante ab. In der konstanten Berechnungen wird die Schrumpfung der Bevölkerung, wie in den vorhergehenden Kapiteln beschrieben, als Grundlage genommen. In der Trendvariante werden zusätzlich andere gesellschaftliche Entwicklungen berücksichtigt. Zu nennen ist hier beispielsweise die zunehmende Individualisierung bzw. Singularisierung, die eine steigende Zahl allein Lebender mit sich bringt.

Bei beiden Varianten kommt es in NRW bis zum Jahr 2020 zu einem Anstieg der Haushaltszahlen um knapp fünf Prozent im Fall der Trendvariante und um knapp drei Prozent bei der konstanten Variante. Ebenfalls in beiden Berechnungen kommt es dann zu einem Rückgang, bei der Trendvariante liegt der Wert dann im Jahr 2040 auf dem Niveau des 2002er Wertes, im Fall der konstanten Berechnungen 2,2 Prozent unter diesem Wert.

Betroffen von diesem Rückgang sind ausschließlich die Haushalte mit drei oder mehr Personen. Der Rückgang beträgt bei diesem Haushaltstyp rund 16 Prozent, dem gegenüber steht ein Zuwachs bei den Ein- und Zweipersonenhaushalten von 4 Prozent bis zum Jahr 2040.

Berücksichtigt man die Annahmen der Trendberechnungen, ergäbe sich eine Steigerung bei den Einpersonenhaushalten von ca. 11 Prozent und bei den Zweipersonenhaushalten von rund sechs Prozent. Die Anzahl der Dreipersonenhaushalte sinkt in der Trendvariante um 16,5 Prozent, bei den Haushalten mit vier und mehr Personen wird mit einem Rückgang um 23 Prozent gerechnet. Die Gesamtzahl der Haushalte verringert sich in der Trendberechnung hingegen zwischen 2002 und 2040 lediglich um ca. 1.000 Haushalte.

Wie die Bevölkerungsentwicklung, so stellt sich auch die Entwicklung der Zahl und der Struktur der Haushalte regional sehr unterschiedlich dar.

Betrachtet man den Zeitraum bis 2020, so weisen 18 der 54 Kreise und kreisfreien Städte in Nordrhein-Westfalen einen Rückgang der Haushaltszahlen auf.

Besonders starke Zuwächse verzeichnen die fünf Kreise Borken, Coesfeld, Paderborn, Heinsberg und der Rhein-Sieg-Kreis mit einem Zuwachs der Zahl der Haushalte um mehr als 20 Prozent. Wiederum zeigt sich der deutliche Gegensatz zwischen den Landkreisen und den kreisfreien Städten. Während in den Kreisen bis ins Jahr 2020 noch mit einem Anstieg der Haushaltszahlen um 10 Prozent gerechnet werden kann, so hat der Rückgang in den kreisfreien Städten bereits begonnen. Die Prognose des LDS berechnet bis ins Jahr 2020 einen Rückgang in den Städten um 2,2 Prozent.

Das Ruhrgebiet, auf das hier ein besonderes Augenmerk gelegt werden soll, zeigt bis 2020 mit 0,5 Prozent nur leicht sinkende Haushaltszahlen und liegt damit unter dem Durchschnitt der kreisfreien Städte in NRW. Zu beachten ist hier allerdings, dass dieses Ergebnis eine positive Beeinflussung durch die Landkreise des Ruhrgebietes, wie beispielsweise Unna, erfährt, die bis 2020 noch mit starken Zuwächsen rechnen können.

Besonders betroffen vom Rückgang der Haushaltszahlen sind die kreisfreien Städte der Regierungsbezirke Düsseldorf, Münster (hier ausschließlich Gelsenkirchen) und Arnsberg. Für die Städte im Regierungsbezirk Düsseldorf liegen diese beispielsweise bei ca. 5 Prozent. Insbesondere Essen und Duisburg mit jeweils ca. 20.000 Haushalten weniger und Wuppertal mit einem Rückgang um 18.000 Haushalte bekommen dieses bis 2020 zu spüren. Aber auch die Ruhrgebietsstädte des Regierungsbezirks Arnsberg müssen deutliche Rückgänge der Haushaltszahlen hinnehmen.

Betrachtet man zusätzlich noch die Entwicklung der Haushaltsgrößen regional differenziert, so wird deutlich, dass vor allem die Landkreise von der Zunahme an Personen in Ein- und Zweipersonenhaushalten profitieren. Bis ins Jahr 2020 sogar mehr, als sie durch den Rückgang bei den Mehrpersonenhaushalten an Einbußen erdulden müssen. Die kreisfreien Städte hingegen verlieren sowohl an Personen aus großen Mehrpersonenhaushalten, als auch an Personen aus Ein- und Zweipersonenhaushalten.

6.9.4 □ Prognose zur Wohnungsnachfrage in NRW

Neben der Analyse der Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung erscheinen vor dem Hintergrund energetischer Fragestellungen vor allem die Auswirkungen der demografischen Entwicklung auf die Nachfrage nach Wohnraum von besonderer Bedeutung.

Das LDS geht in seiner Prognose davon aus, dass der Gesamtbedarf an Wohnungen ab dem Jahr 2020 sinken wird und rechnet mit einem Rückgang von 7,6 Millionen auf 7,4 Millionen Wohneinheiten bzw. 3,1 Prozent im Jahr 2040. Die maximale Zahl der Wohneinheiten wird für das Jahr 2020 mit 7,8 Millionen Wohneinheiten erwartet. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass spätestens ab 2025 aufgrund der demografischen Entwicklung der Wohnungsleerstand steigen wird. Abgeleitet aus der regional unterschiedlichen Verteilung des Bevölkerungsrückgangs und der Haushaltsveränderungen, zeigt sich auch die Entwicklung der Wohnraumnachfrage regional stark differenziert. Während für den Landesdurchschnitt bis 2020 beispielsweise noch von einer Steigerung des Wohnraumbedarfs um zwei Prozent ausgegangen wird, reicht die Spannweite auf Ebene der Kreise und der kreisfreien Städte von Rückgängen um 14 Prozent bis hin zu Steigerungen um 17 Prozent. Wiederum besonders betroffen von starken Rückgängen ist das Ruhrgebiet, hier insbesondere die Städte Duisburg, Essen, Mülheim an der Ruhr, Gelsenkirchen, Herne und Bochum. Für diese Städte werden Rückgänge bis 2020 um mehr als sechs Prozent prognostiziert; ebenso hohe Rückgänge werden für Hagen, Krefeld, Wuppertal und Remscheid erwartet. Auch für Köln, Düsseldorf, Leverkusen, Aachen, Hamm und Bielefeld werden rückläufige Zahlen erwartet, hier wird jedoch davon ausgegangen, dass sie weniger dramatisch ausfallen werden. Es zeigt sich demnach wieder der strukturelle Unterschied zwischen den Landkreisen und den kreisfreien Städten, wie er bereits für die anderen Prozesse skizziert wurde. So finden sich auch in den Regierungsbezirken Detmold, Münster und Köln noch Kreise, die Zuwächse von mehr als 12 Prozent bis 2020 aufweisen.

Die folgende Karte verdeutlicht, dass es insbesondere wieder die fernwärmeversorgten Gebiete sind, die von der rückläufigen Wohnungsnachfrage betroffen sind.

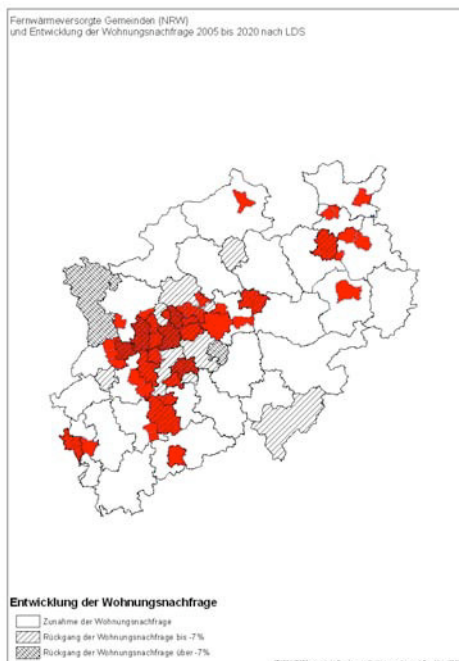


Abbildung 49: Fernwärmeversorgte Gebiete in NRW und Entwicklung der Wohnungsnachfrage

Legt man die beiden dynamischen Prozesse der Bevölkerungsentwicklung und der Wohnungsnachfrage übereinander, so ergibt sich das folgende Bild.

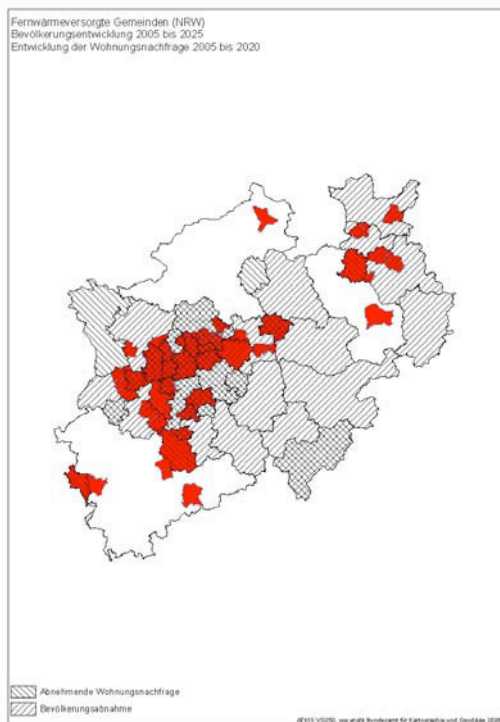


Abbildung 50: Verschneidung fernwärmeversorgte Gebiete in NRW, demografische Entwicklung und Entwicklung der Wohnungsnachfrage

Es zeigt sich, dass in vielen Gebieten, insbesondere im Ruhrgebiet, die fernwärmeversorgten Gemeinden von beiden Entwicklungen betroffen sind. Mit sehr wenigen Ausnahmen (Steinfurt, Paderborn, Stolberg, Hürth, Brühl und Bonn) sind alle fernwärmeversorgten Gebiete von mindestens einem der beiden Prozesse betroffen.

6.10 Ergebnisse Regionalisierung Fernwärme und weiterer Forschungsbedarf

Die vorhergehenden Analysen, sowohl für Gesamtdeutschland als auch für das Bundesland NRW im speziellen, haben verdeutlicht, dass aufgrund der demografischen Entwicklung ein erheblicher Anpassungsbedarf für die Fernwärmeversorgung entsteht. Es konnte gezeigt werden, dass sich der Großteil der fernwärmeversorgten Gebiete einer abnehmenden Wärmedichte stellen müssen.

Für die Entwicklungspotenziale der Fernwärme bedeutet dies, dass nur in wenigen Fällen jenseits der Anschlussverdichtung mit einer Erweiterung der bestehenden Netze zu rechnen sein wird.

Die hier vorgenommenen Analysen können jedoch nur einen Einstieg in eine kleinräumige, netzscharfe Untersuchung der Potenziale bzw. Anpassungsbedarfe sein und sind nicht als konkretes Planungsinstrument zu verstehen. Die Ausführungen zur Betrachtung der Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit von den siedlungsstrukturellen Begebenheiten können als ein Einstieg in eine solche vertiefende Untersuchung verstanden werden.

Auf Basis gemeinscharfer und langfristiger Bevölkerungs- und Wohnungsprognosen verbunden mit dem Wissen um die genaue Lage und den Umfang der Fernwärmenetze in Deutschland können die hier vorgenommen Betrachtungen weiter konkretisiert werden.

6.11 EXKURS: Dynamische Entwicklung in Ostdeutschland – Entwicklungsmöglichkeiten für die Wärmenetze bis 2020/2030

Wichtigste Einflussfaktoren für die Entwicklung der Nachfrage nach Raumwärme in Ostdeutschland (neue Bundesländer und Berlin) im Zeitraum bis 2020/2030 sind die Entwicklung der Wohnbevölkerung und deren Altersstruktur sowie daraus abgeleitet die Nachfrage nach Wohnraum. Mit dieser Entwicklung wird neben der Höhe des Wärmebedarfs auch die Struktur der künftigen Bereitstellung der Raumwärme (und des Warmwassers) beeinflusst. Auf diese Weise lassen sich mögliche Veränderungen gegenüber der Struktur ableiten, die sich seit 1990 herausgebildet hat.

6.11.1 Entwicklung der Einwohnerzahlen und Nachfrage nach Wohnraum in Ostdeutschland in der Zukunft

6.11.1.1 Entwicklung der Einwohnerzahlen und deren Altersstruktur

Nach Berechnungen des Statistischen Bundesamtes nimmt die Einwohnerzahl Ostdeutschlands im Zeitraum bis 2020/2030 dramatisch ab. Die zahlenmäßige Abnahme der Wohnbevölkerung ist zudem mit deutlichen Veränderungen in der Altersstruktur verbunden, dem so genannten demografischen Wandel. Bei den Betrachtungen wurde auf die Variante 5 der

10. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen.

Tabelle 38: Entwicklung der Einwohner in Ostdeutschland

| | Einwohner in 1.000 | | | |
|-----------------------|-----------------------------------------------------------|--------------|--------------|----------|
| | 2004 | 2010 | 2020 | 2030 |
| Einwohner gesamt | 16.821,2 | 16.282,2 | 15.484,5 | 14.661,0 |
| davon: 0 bis 18 Jahre | 2.500,4 | 2.162,2 | 2.203,8 | 1.936,7 |
| 25 bis 45 Jahre | 4.798,8 | 4.254,4 | 3.701,6 | 3.112,7 |
| über 65 Jahre | 3.274,0 | 3.624,3 | 3.995,0 | 4.569,9 |
| | Veränderungen gegenüber dem Jahre 2004 in 1.000 Einwohner | | | |
| | 2010 zu 2004 | 2020 zu 2004 | 2030 zu 2004 | |
| Einwohner gesamt | - 539,0 | - 1.336,7 | - 2.160,2 | |
| davon: 0 bis 18 Jahre | - 338,2 | - 296,6 | - 563,7 | |
| 25 bis 45 Jahre | - 544,4 | - 1.097,2 | - 1.686,1 | |
| über 65 Jahre | + 350,3 | + 721,0 | + 1.295,9 | |

Quelle: Statistisches Bundesamt: 10. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung

Tabelle 39: Struktur der Bevölkerungsentwicklung in Ostdeutschland nach ausgewählten Altersgruppen (%)

| | 2004 | 2010 | 2020 | 2030 |
|-----------------------|------|------|------|------|
| Einwohner gesamt | 100 | 100 | 100 | 100 |
| davon: 0 bis 18 Jahre | 14,9 | 13,3 | 14,2 | 13,2 |
| 25 bis 45 Jahre | 28,5 | 26,1 | 23,9 | 21,2 |
| über 65 Jahre | 19,5 | 22,3 | 25,8 | 31,2 |

Quelle: Statistisches Bundesamt: 10. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung

In Tabelle 38 und Tabelle 39 wurden drei Altersgruppen ausgewählt, die für die Nachfrage von Wohnraum bedeutsam sind. Dabei ist die Gruppe 25 bis 45 Jahre vor allem interessant für die Nachfrage nach EZFH.

Der Rückgang der Einwohnerzahl verteilt sich nahezu flächendeckend über Ostdeutschland, wobei der Rückgang in den rein ländlichen Gebieten höher ausfällt als in den städtischen Regionen. Von einigen Ausnahmestädten abgesehen (Berlin, Dresden, Leipzig, Potsdam) sinken aber auch die Einwohnerzahlen in den Mittel- und Großstädten.

Mit einem Rückgang der Bevölkerungszahl um rund 1,34 Millionen Einwohner im Zeitraum 2004 bis 2020 nimmt auch die Nachfrage nach Wohnraum ab. Im ersten Zwischenbericht wurde bereits darauf verwiesen, dass der Bestand an energieverbrauchswirksamen (bewohnten) WE für Ostdeutschland für den Zeitraum bis 2004 auf der Grundlage der Einwohnerzahl und einer Kenngröße „Einwohner je WE“ („Ew/WE“) ermittelt wurde (vgl. Abschnitt 1.2.3.1). Diese Verfahrensweise soll auch für die Abschätzung der im Zeitraum bis 2020 zu erwartenden Nachfrage nach Wohnraum gelten.

6.11.2 Entwicklung des Wohnungsbestandes und seiner Gebäudestruktur

6.11.2.1 Entwicklung der Nachfrage nach WE

Die Kenngröße „Ew/WE“ spiegelt die durchschnittliche Belegung einer WE für eine betrachtete Region (politischer Kreis, Bundesland) wider, unabhängig davon, ob es sich um WE in Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) oder in Mehrfamilienhäusern (MFH) handelt. Für den Bestand an energieverbrauchswirksamen WE des Eckjahrs 2004 (Berechnungen des IE Leipzig) lag die Kenngröße „Ew/WE“ für Ostdeutschland

- für kreisfreie Städte: 2,002 Einwohner je WE,
- für Landkreise : 2,366 Einwohner je WE,
- insgesamt : 2,202 Einwohner je WE.

Die Werte für diese Kenngrößen beziehen sich auf die Altersstruktur der Einwohner, die Haushaltgröße nach den Ergebnissen des Mikrozensus und berücksichtigen den Umfang

der (geschätzten) Arbeitsplatz bedingten Zweitwohnungen. Nicht beachtet werden hierbei Ferienwohnungen.

Die für das Jahr 2004 genannten Durchschnittswerte „Ew/WE“ für Ostdeutschland basieren auf im IE vorliegenden Daten in einer Gliederung nach politischen Kreisen sowie einer bis zum Jahre 1990 zurückreichenden Zeitreihe. Für die zukünftige Nachfrage nach Wohnraum wird sich auf die Kenngrößen auf der Ebene eines Bundeslandes beschränkt, weil in einigen ostdeutschen Bundesländern umfangreiche und tief greifende Kreisreformen bevor stehen und bis 2008/2009 realisiert sein dürften. Einzelheiten über diese Veränderungen liegen bislang offiziell nicht vor.

Bei der Einschätzung der für den Umfang der Wohnungsnachfrage wichtigen Kenngröße „Ew/WE“ wird unterstellt, dass deren numerische Werte im Zeitraum bis 2020 und danach weitgehend konstant bleiben bzw. nur noch marginal sinken. Das bedeutet, dass ungeachtet einer noch möglichen Zunahme der statistisch erfassten Ein-Personen-Haushalte die durchschnittliche Belegung einer WE im Zeitraum bis 2020/2030 im Vergleich zu 2004 im Wesentlichen auf dem Niveau eben des Jahres 2004 bleibt. Dieser Ansatz wird mit einem insgesamt konstanten, eher aber sinkenden Umfang des konsumierbaren Einkommens der privaten Haushalte auf Grund höherer steuerlicher Belastungen, Mehraufwendungen für Sozialleistungen und sinkende Renteneinkünfte begründet. Der Umfang der gemeinsamen Nutzung einer WE durch zwei „statistisch erfasste“ Ein-Personen-Haushalte wird zukünftig zunehmen. Es wird erwartet, dass dies auch für die Bewohner der Altersgruppen 60 Jahre und älter gilt.

Ebenso erscheint in Analogie zu anderen europäischen Ländern ein Anstieg des Umfangs der gemeinsamen Nutzung einer WE (vornehmlich in EZFH) durch mehrere Generationen einer Familie aus gleichen (finanziellen) Gründen als wahrscheinlich.

Zusammengefasst wird unterstellt, dass die zunehmenden finanziellen Belastungen (z.B. Gesundheitskosten, Eigenanteil an der Rentenvorsorge), denen die privaten Haushalte ausgesetzt sind, zu Veränderungen in den Prioritäten der privaten Haushaltsführung und folglich zu keiner Ausweitung der Wohnraumnutzung führen werden.

Auf der Grundlage der getroffenen Ansätze sowie unter Verwendung der im IE vorliegenden Zeitreihe werden die Kenngrößen „Ew/WE“ für den Zeitraum bis 2020 gemäß Tabelle 40 eingeschätzt.

Aufbauend auf den Prognosen zur Bevölkerungsentwicklung ergibt sich daraus eine Nachfrage nach WE im Zeitraum bis 2020 in der Größenordnung gemäß Tabelle 41.

Tabelle 41 zeigt, dass die Nachfrage nach WE im Jahre 2020 um rund 490.000 WE unter der des Jahres 2004 liegt.

Tabelle 40: Durchschnittliche Belegung einer WE in Ostdeutschland (Ew/WE)

| | 2000 | 2004 | 2010 | 2020 |
|-----------------------|-------|-------|------|------|
| kreisfreie Städte | 2,022 | 2,002 | 1,99 | 1,99 |
| Landkreise | 2,404 | 2,366 | 2,34 | 2,32 |
| Ostdeutschland gesamt | 2,233 | 2,202 | 2,18 | 2,16 |

Quelle: Einschätzungen IE Leipzig

Tabelle 41: Entwicklung des Wohnungsbestandes in Ostdeutschland (1.000 WE)

| | 2000 | 2004 | 2010 | 2015 | 2020 |
|-------------------|----------|----------|----------|---------|---------|
| kreisfreie Städte | 3.448,03 | 3.451,46 | 3.419,62 | 3.393,7 | 3.352,8 |
| Landkreise | 4.267,50 | 4.189,12 | 4.038,18 | 3.930,9 | 3.800,5 |
| Ostdeutschland | 7.715,53 | 7.640,58 | 7.457,80 | 7.324,6 | 7.153,3 |

Quelle: Berechnungen IE

Eine Darstellung nach Bundesländern enthält Tabelle 42, wobei in der Unterteilung nach kreisfreien Städten und Landkreisen der Status des Jahres 2006 gilt. Aussagen zur Struktur enthält Tabelle 43.

| | | 2000 | | | 2004 | | | 2010 | | | 2015 | | | 2020 | | |
|-------------------------|-------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt |
| Berlin | kreisfreie Städte | 172,54 | 1.540,33 | 1.712,87 | 181,12 | 1.552,67 | 1.733,79 | 193,70 | 1.561,19 | 1.754,89 | 202,6 | 1.557,1 | 1.759,6 | 209,0 | 1.547,0 | 1.756,1 |
| Brandenburg | kreisfreie Städte | 32,09 | 156,13 | 188,22 | 35,38 | 149,46 | 184,84 | 39,30 | 141,58 | 180,88 | 41,8 | 135,1 | 176,8 | 43,7 | 128,8 | 172,5 |
| | Landkreise | 485,36 | 402,85 | 888,21 | 517,90 | 373,67 | 891,57 | 555,26 | 318,62 | 873,88 | 574,3 | 288,1 | 862,4 | 586,0 | 252,5 | 838,5 |
| | gesamt | 517,44 | 558,98 | 1.076,43 | 553,28 | 523,13 | 1.076,41 | 594,56 | 460,19 | 1.054,76 | 616,1 | 423,1 | 1.039,3 | 629,7 | 381,3 | 1.011,0 |
| Mecklenburg-Vorpommern | kreisfreie Städte | 29,70 | 217,89 | 247,59 | 34,36 | 210,11 | 244,47 | 40,03 | 196,25 | 236,27 | 43,7 | 191,1 | 234,8 | 46,4 | 185,0 | 231,4 |
| | Landkreise | 275,75 | 215,82 | 491,57 | 289,30 | 196,71 | 486,01 | 309,92 | 161,86 | 471,79 | 324,8 | 143,3 | 468,1 | 336,3 | 124,0 | 460,3 |
| | gesamt | 305,45 | 433,71 | 739,16 | 323,65 | 406,83 | 730,48 | 349,95 | 358,11 | 708,06 | 368,4 | 334,4 | 702,8 | 382,7 | 309,0 | 691,7 |
| Sachsen | kreisfreie Städte | 96,54 | 664,35 | 760,89 | 103,47 | 654,29 | 757,75 | 113,44 | 619,58 | 733,02 | 119,7 | 595,9 | 715,6 | 124,5 | 574,0 | 698,5 |
| | Landkreise | 581,70 | 677,10 | 1.258,80 | 595,14 | 628,31 | 1.223,44 | 616,38 | 550,44 | 1.166,82 | 627,4 | 496,5 | 1.123,9 | 633,5 | 449,1 | 1.082,6 |
| | gesamt | 678,25 | 1.341,44 | 2.019,69 | 698,60 | 1.282,59 | 1.981,20 | 729,82 | 1.170,02 | 1.899,84 | 747,2 | 1.092,3 | 1.839,5 | 758,0 | 1.023,1 | 1.781,1 |
| Sachsen-Anhalt | kreisfreie Städte | 43,81 | 225,89 | 269,69 | 47,49 | 214,82 | 262,31 | 51,95 | 200,13 | 252,08 | 54,6 | 193,8 | 248,4 | 56,2 | 185,5 | 241,8 |
| | Landkreise | 464,57 | 396,32 | 860,89 | 477,30 | 358,51 | 835,81 | 496,37 | 296,76 | 793,14 | 507,4 | 255,8 | 763,1 | 513,8 | 216,2 | 730,0 |
| | gesamt | 508,38 | 622,21 | 1.130,59 | 524,80 | 573,33 | 1.098,12 | 548,33 | 496,89 | 1.045,21 | 561,9 | 449,6 | 1.011,5 | 570,1 | 401,7 | 971,7 |
| Thüringen | kreisfreie Städte | 51,81 | 216,96 | 268,77 | 55,21 | 213,08 | 268,29 | 60,27 | 202,21 | 262,48 | 63,6 | 194,9 | 258,5 | 66,2 | 186,3 | 252,6 |
| | Landkreise | 449,89 | 318,14 | 768,03 | 458,91 | 293,38 | 752,29 | 473,78 | 258,78 | 732,56 | 483,8 | 229,5 | 713,3 | 491,1 | 198,0 | 689,1 |
| | gesamt | 501,70 | 535,10 | 1.036,80 | 514,12 | 506,46 | 1.020,58 | 534,05 | 460,99 | 995,04 | 547,5 | 424,4 | 971,8 | 557,3 | 384,3 | 941,7 |
| Ost-deutschland | kreisfreie Städte | 426,49 | 3.021,54 | 3.448,03 | 457,02 | 2.994,43 | 3.451,46 | 498,69 | 2.920,93 | 3.419,62 | 526,0 | 2.867,7 | 3.393,7 | 546,0 | 2.806,7 | 3.352,8 |
| | Landkreise | 2.257,26 | 2.010,23 | 4.267,50 | 2.338,54 | 1.850,58 | 4.189,12 | 2.451,72 | 1.586,46 | 4.038,18 | 2.517,7 | 1.413,2 | 3.930,9 | 2.560,8 | 1.239,8 | 3.800,5 |
| | gesamt | 2.683,76 | 5.031,77 | 7.715,53 | 2.795,57 | 4.845,01 | 7.640,58 | 2.950,41 | 4.507,39 | 7.457,80 | 3.043,7 | 4.280,9 | 7.324,6 | 3.106,8 | 4.046,5 | 7.153,3 |
| Quelle: Berechnungen IE | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabelle 42: Entwicklung des Bestands energieverbrauchswirksamer WE in Ostdeutschland im Zeitraum 2000 bis 2020 (Angaben in 1.000 WE)

| | | 2000 | | | 2004 | | | 2010 | | | 2015 | | | 2020 | | |
|------------------------|-------------------|------|------|--------|------|------|--------|------|------|--------|------|------|--------|------|------|--------|
| | | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt |
| Berlin | kreisfreie Städte | 10,1 | 89,9 | 100,0 | 10,4 | 89,6 | 100,0 | 11,0 | 89,0 | 100,0 | 11,5 | 88,5 | 100,0 | 11,9 | 88,1 | 100,0 |
| Brandenburg | kreisfreie Städte | 17,0 | 83,0 | 100,0 | 19,1 | 80,9 | 100,0 | 21,7 | 78,3 | 100,0 | 23,6 | 76,4 | 100,0 | 25,3 | 74,7 | 100,0 |
| | Landkreise | 54,6 | 45,4 | 100,0 | 58,1 | 41,9 | 100,0 | 63,5 | 36,5 | 100,0 | 66,6 | 33,4 | 100,0 | 69,9 | 30,1 | 100,0 |
| | gesamt | 48,1 | 51,9 | 100,0 | 51,4 | 48,6 | 100,0 | 56,4 | 43,6 | 100,0 | 59,3 | 40,7 | 100,0 | 62,3 | 37,7 | 100,0 |
| Mecklenburg-Vorpommern | kreisfreie Städte | 12,0 | 88,0 | 100,0 | 14,1 | 85,9 | 100,0 | 16,9 | 83,1 | 100,0 | 18,6 | 81,4 | 100,0 | 20,0 | 80,0 | 100,0 |
| | Landkreise | 56,1 | 43,9 | 100,0 | 59,5 | 40,5 | 100,0 | 65,7 | 34,3 | 100,0 | 69,4 | 30,6 | 100,0 | 73,1 | 26,9 | 100,0 |
| | gesamt | 41,3 | 58,7 | 100,0 | 44,3 | 55,7 | 100,0 | 49,4 | 50,6 | 100,0 | 52,4 | 47,6 | 100,0 | 55,3 | 44,7 | 100,0 |
| Sachsen | kreisfreie Städte | 12,7 | 87,3 | 100,0 | 13,7 | 86,3 | 100,0 | 15,5 | 84,5 | 100,0 | 16,7 | 83,3 | 100,0 | 17,8 | 82,2 | 100,0 |
| | Landkreise | 46,2 | 53,8 | 100,0 | 48,6 | 51,4 | 100,0 | 52,8 | 47,2 | 100,0 | 55,8 | 44,2 | 100,0 | 58,5 | 41,5 | 100,0 |
| | gesamt | 33,6 | 66,4 | 100,0 | 35,3 | 64,7 | 100,0 | 38,4 | 61,6 | 100,0 | 40,6 | 59,4 | 100,0 | 42,6 | 57,4 | 100,0 |
| Sachsen-Anhalt | kreisfreie Städte | 16,2 | 83,8 | 100,0 | 18,1 | 81,9 | 100,0 | 20,6 | 79,4 | 100,0 | 22,0 | 78,0 | 100,0 | 23,3 | 76,7 | 100,0 |
| | Landkreise | 54,0 | 46,0 | 100,0 | 57,1 | 42,9 | 100,0 | 62,6 | 37,4 | 100,0 | 66,5 | 33,5 | 100,0 | 70,4 | 29,6 | 100,0 |
| | gesamt | 45,0 | 55,0 | 100,0 | 47,8 | 52,2 | 100,0 | 52,5 | 47,5 | 100,0 | 55,6 | 44,4 | 100,0 | 58,7 | 41,3 | 100,0 |
| Thüringen | kreisfreie Städte | 19,3 | 80,7 | 100,0 | 20,6 | 79,4 | 100,0 | 23,0 | 77,0 | 100,0 | 24,6 | 75,4 | 100,0 | 26,2 | 73,8 | 100,0 |
| | Landkreise | 58,6 | 41,4 | 100,0 | 61,0 | 39,0 | 100,0 | 64,7 | 35,3 | 100,0 | 67,8 | 32,2 | 100,0 | 71,3 | 28,7 | 100,0 |
| | gesamt | 48,4 | 51,6 | 100,0 | 50,4 | 49,6 | 100,0 | 53,7 | 46,3 | 100,0 | 56,3 | 43,7 | 100,0 | 59,2 | 40,8 | 100,0 |
| Ost-deutschland | kreisfreie Städte | 12,4 | 87,6 | 100,0 | 13,2 | 86,8 | 100,0 | 14,6 | 85,4 | 100,0 | 15,5 | 84,5 | 100,0 | 16,3 | 83,7 | 100,0 |
| | Landkreise | 52,9 | 47,1 | 100,0 | 55,8 | 44,2 | 100,0 | 60,7 | 39,3 | 100,0 | 64,0 | 36,0 | 100,0 | 67,4 | 32,6 | 100,0 |
| | gesamt | 34,8 | 65,2 | 100,0 | 36,6 | 63,4 | 100,0 | 39,6 | 60,4 | 100,0 | 41,6 | 58,4 | 100,0 | 43,4 | 56,6 | 100,0 |

Tabelle 43: Gebäudestruktur im WE-Bestand in Ostdeutschland in %

In Anlehnung an die Betrachtungen für den Zeitraum bis 2004 soll daran erinnert werden, dass sich die in Tabelle 41 dargestellten Werte auf den Bestand an „energieverbrauchswirksamen (bewohnten) WE“ beziehen. Der tatsächlich vorhandene Bestand an WE ist größer. Im Jahre 2004 standen in Ostdeutschland rund 970.000 WE in MFH leer (Berechnungen des IE Leipzig). Zwar konnte als Folge der Umsetzung des Stadtumbauprogramms Ost der Leerstand bis zum Jahre 2005 etwas verringert werden, an der Tatsache eines auch mittelfristig existierenden erheblichen Leerstandes an WE ändert sich damit prinzipiell nichts.

Der auch weiterhin zu erwartende hohe Wohnungsleerstand hat erhebliche Auswirkungen auf den Wohnungsneubau, die Struktur der Wärmeversorgung, aber auch auf die Möglichkeiten einer deutlichen Verbesserung der Wärmedämmung bestehender Wohngebäude.

6.11.2.2 Entwicklung des Wohnungsneubaus und der Gebäudestruktur

Die mit der Verringerung der Einwohnerzahl verbundene deutlich sinkende Nachfrage nach Wohnraum wirkt sich auch auf die Neubautätigkeit und als Folge auf die durchschnittliche Wohnungsgröße aus, was letztendlich den Bedarf an Raumwärme beeinflusst.

Das Jahr 1998 stellt das Maximum im Wohnungsneubau in Ostdeutschland dar. In den Folgejahren nahm die Neubautätigkeit deutlich ab. Wurden im Jahre 1998 noch 53.970 WE in EZFH fertig gestellt, waren es im Jahre 2004 noch 30.100 WE. Noch dramatischer verlief die Entwicklung im Neubau von MFH. Der Fertigstellung von 57.350 WE im Jahre 1998 stehen nur noch 5.600 WE im Jahre 2004 gegenüber. Bei dieser Entwicklung ist zusätzlich bemerkenswert, dass die Neubautätigkeit bei EZFH in kreisfreien Städten langsamer abnahm als in ländlichen Gebieten:

Tabelle 44: Entwicklung der Neubautätigkeit im Wohnungsbau Ostdeutschlands im Zeitraum 1998 bis 2004 (1.000 WE)

| | WE in EZFH | | | WE in MFH | | | WE gesamt | | |
|-----------|------------|---------|--------|-----------|---------|--------|-----------|---------|--------|
| | Stadt | Landkr. | gesamt | Stadt | Landkr. | gesamt | Stadt | Landkr. | gesamt |
| 1998 | 9,55 | 44,43 | 53,97 | 29,31 | 28,04 | 57,35 | 38,86 | 72,47 | 111,33 |
| 1999 | 12,61 | 40,23 | 52,84 | 16,11 | 16,36 | 32,47 | 28,72 | 56,59 | 85,31 |
| 2000 | 10,85 | 36,64 | 47,50 | 11,45 | 12,02 | 23,46 | 22,30 | 48,66 | 70,96 |
| 2001 | 8,81 | 26,86 | 35,67 | 7,52 | 7,05 | 14,57 | 16,32 | 33,92 | 50,24 |
| 2002 | 8,06 | 24,38 | 32,44 | 4,52 | 5,03 | 9,55 | 12,58 | 29,41 | 41,99 |
| 2003 | 7,44 | 21,62 | 29,06 | 3,72 | 3,53 | 7,25 | 11,16 | 25,15 | 36,31 |
| 2004 | 8,24 | 21,86 | 30,10 | 2,55 | 3,05 | 5,60 | 10,79 | 24,91 | 35,70 |
| 1998-2004 | 65,56 | 216,02 | 281,58 | 75,17 | 75,08 | 150,25 | 140,74 | 291,10 | 431,83 |

Quelle: Daten der Statistischen Landesämter zur Baufertigstellung von Wohn- und Nichtwohngebäuden (Bautätigkeit und Wohnungen) aus mehreren Jahrgängen

Für den Zeitraum bis 2020/30 ist damit zu rechnen, dass der Wohnungsneubau weiter abnehmen wird. Für den Bereich der MFH begründet sich diese These mit einem weiterhin bestehenden hohen Wohnungsleerstand. Darüber hinaus tragen auch die Anforderungen des Stadtumbauprogramms nach Aufwertung (Stärkung) der Innenstädte und Erhalt wertvoller Altbausubstanz (stadtbildprägende Quartiere und Gebäude) zur einer weiteren Reduzierung der Neubautätigkeit bei.

Aber auch im Bereich der EZFH muss mit einem weiteren Rückgang der Neubautätigkeit gerechnet werden. Als wesentliche Gründe für diesen Ansatz werden gesehen:

1. Die Anzahl der Einwohnerzahl der Altersgruppe, die für die Errichtung von EZFH (Eigenheimen) prädestiniert ist, nimmt im Betrachtungszeitraum deutlich ab.
2. Die finanziellen Belastungen der privaten Haushalte schränken das Interesse am Bau von EZFH ein. Hierzu gehört auch der Wegfall von Steuervergünstigungen und Zulagen.
3. Mehr als in der Vergangenheit erfordert der Arbeitsmarkt Flexibilität, was sich nicht förderlich für die Errichtung bzw. den Erwerb von Eigenheimen (EZFH) auswirkt. Wohnungseigentum wird sich künftig stärker auf den Erwerb von WE in MFH konzentrieren, die im Bedarfsfall vermietet werden können. Hierbei wird der Erhalt und die Sanierung/Modernisierung vorhandener Altbausubstanz an Bedeutung gewinnen.
4. Es wird ein Generationswechsel in der Nutzung der im Zeitraum ab 1960 errichteten EZFH stattfinden (Vererbung, Verkauf), was ebenfalls einschränkend auf die Neubautätigkeit wirkt.

Insgesamt werden auch künftig Neubau-WE entstehen, gemessen an den vergangenen Zeiträumen jedoch mit einem deutlich geringeren Umfang.

Unter Berücksichtigung der genannten Thesen sowie der Entwicklung der Einwohnerzahl wird unterstellt, dass im Zeitraum 2005 bis 2020 etwa 360.000 WE in EZFH und 55.000 WE in MFH neu gebaut werden (Tabelle 45). Danach steigt der Anteil der WE in EZFH innerhalb des WE-Bestandes in Ostdeutschland von 36,6 % im Jahre 2004 auf 43,4 % im Jahre 2020.

Tabelle 42 zeigt die Gliederung des WE-Bestandes nach Gebäudetypen und Bundesländern für den Zeitraum bis 2020, in der die eingeschätzte Entwicklung des Wohnungsneubaus berücksichtigt ist.

Zum Vergleich sei angeführt, dass im Zeitraum 1998 bis 2004 insgesamt 431.830 WE errichtet wurden, davon 281.580 WE in EZFH und 150.250 WE in MFH. Es ist jedoch zu beachten, dass der eingeschätzte Neubau von insgesamt 415.000 WE im Zeitraum von 2005 bis 2020 mit einem Rückgang der Einwohnerzahl um 1.340.000 sowie einen auch in diesem Zeitraum noch bestehenden hohen Wohnungsleerstand einhergeht. Der gegenüber dem Zeitraum 1998 bis 2004 vergleichsweise geringe Neubau 2005 bis 2020 muss dennoch als eher obere Variante angesehen werden.

Mit der Reduzierung des Neubaus und der Konzentration auf vorhandene Bausubstanz ist auch nicht zu erwarten, dass sich die durchschnittliche Wohnfläche einer WE deutlich erhöht.

Bei der Annahme eines moderaten Wohnungsneubaus (Tabelle 45) sowie einer durchschnittlichen Wohnungsgröße im Neubau von 120 m² bis 125 m² in EZFH und 72 m² bis 74

m² in MFH steigt die Wohnfläche je Einwohner bis 2020 um etwa 7% und erreicht in Ostdeutschland ca. 35,7 m² je Einwohner (2004 = 33,3 m²/Ew).

| 1.000 WE | 2000 bis 2004 | | | 2005 bis 2010 | | | 2011 bis 2015 | | | 2016 bis 2020 | | |
|-------------------------|---------------|-------|--------|---------------|------|--------|---------------|------|--------|---------------|------|--------|
| | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt | EZFH | MFH | gesamt |
| Berlin | 12,36 | 11,79 | 24,15 | 13,3 | 5,4 | 18,7 | 10,0 | 3,6 | 13,6 | 8,0 | 2,7 | 10,7 |
| Brandenburg | 54,18 | 10,83 | 65,01 | 43,3 | 3,5 | 46,8 | 24,0 | 2,2 | 26,2 | 17,1 | 1,8 | 18,8 |
| Meck.-Pom. | 26,30 | 12,52 | 38,82 | 27,7 | 6,7 | 34,3 | 20,3 | 3,8 | 24,0 | 16,8 | 3,0 | 19,8 |
| Sachsen | 35,22 | 13,39 | 48,62 | 34,4 | 4,9 | 39,3 | 22,0 | 3,3 | 25,2 | 16,8 | 2,9 | 19,7 |
| Sachsen-Anhalt | 26,01 | 5,25 | 31,26 | 25,9 | 2,8 | 28,7 | 17,1 | 2,0 | 19,0 | 12,6 | 1,7 | 14,4 |
| Thüringen | 20,69 | 6,64 | 27,33 | 22,3 | 1,9 | 24,2 | 16,5 | 1,3 | 17,9 | 13,2 | 1,2 | 14,4 |
| Ostdeutschland | 174,76 | 60,43 | 235,19 | 167,0 | 25,1 | 192,0 | 109,8 | 16,2 | 126,0 | 84,6 | 13,2 | 97,8 |
| Quelle: Berechnungen IE | | | | | | | | | | | | |

Tabelle 45: Wohnungsneubau bis 2020

6.11.3 Entwicklungsmöglichkeiten im Wärmebedarf in Ostdeutschland

6.11.3.1 Entwicklungen im Wärmeverbrauch - Verbesserung der Energieeffizienz an Wohngebäuden

Es kann davon ausgegangen werden, dass im Verbraucherverhalten bzgl. der Raumwärme in Ostdeutschland nur noch ein sehr geringes Einsparpotenzial besteht. Auf Grund der deutlich gestiegenen Energiepreise haben sich Verhaltensweisen eingestellt, nach denen der Wärmeverbrauch dem Wärmeempfinden weitestgehend entspricht. Überheizte WE stellen die Ausnahme dar.

Im Zusammenhang mit der demografischen Entwicklung, insbesondere der zahlenmäßigen Zunahme der Bevölkerungsgruppe älter 65 Jahre, steigt die durchschnittliche Verweildauer in der Wohnung an, was eine längere tägliche Nutzung der Heizung in der Heizperiode nach sich zieht. Damit steigt unabhängig von Wärmedämmmaßnahmen und anderen Einsparpotenzialen die Nachfrage nach Raumwärme an.

Andererseits bestehen noch nennenswerte Potenziale zur Verbesserung der Wärmedämmung an den bestehenden Gebäuden. Es wird unterstellt, dass die nach 1995 errichteten Wohngebäude grundsätzlich nach der Wärmeschutzverordnung bzw. Energieeinsparverordnung gebaut wurden und damit einem hohen Dämmstandard entsprechen. Potenziale beinhalten vor allem die vor 1990 gebauten Häusern.

Im Bereich der MFH wurden im Rahmen der umfangreichen Gebäudesanierung/-modernisierung auch Maßnahmen zur Wärmedämmung durchgeführt. Es muss jedoch eingeschätzt werden, dass aus finanziellen Gründen nur ein Teil der möglichen Einsparmaßnahmen realisiert wurden. Oftmals beschränkte sich die „Wärmedämmung“ auf einen Tausch der Fenster von Einfach- zu Fenster mit Mehrfachverglasung. Einsparungen entstanden auch durch den Wegfall der Gasversorgung einzelner WE und der damit nicht mehr benötigten Zwangsbelüftung. Prinzipiell wurden jedoch bei den Sanierungsarbeiten erhebliche Einsparpotenziale „verschenkt“. Ursachen hierfür sind auch der kontinuierliche Anstieg des Wohnungsleerstandes und der damit sich verschärfende Wettbewerb auf dem Wohnungsmarkt sowie die fehlende Finanzkraft der Wohnungsunternehmen. Maßnahmen zur nachhaltigen Wärmedämmung können nach dem Miethöhegesetz mit 11 % pro Jahr auf die „Kaltmiete“ umgelegt werden. Bislang überschreiten diese Umlagen deutlich die eingesparten Heizkosten. Dabei gilt, im Mietswohnungsbau existiert für die Wohnungsnutzer keine Amortisationszeit. Mieterhöhungen durch Wärmedämmmaßnahmen sind ständig anfallende Kosten und müssen sich folglich im gleichen Jahr amortisieren. Aus diesen Gründen wurden bislang nur dann Wohngebäude mit einem vollen Wärmeschutz nachgerüstet, wenn dafür Fördermittel zur Verfügung standen oder wenn es sich um Gebäude mit gehobener Ausstattung oder exklusiver Wohnlage handelte, für die von einer gesicherten Nachfrage ausgegangen werden konnte.

Für den Zeitraum bis 2020 muss beachtet werden, dass gegenwärtig in Ostdeutschland insgesamt ca. 65 bis 70 % des Gebäudebestandes im Bereich der MFH saniert/modernisiert (einschließlich Neubau) sind und folglich in den kommenden 20 bis 25 Jahren nicht mehr für

eine neuerliche Generalinstandsetzung in Frage kommen. Sanierungen nur um der Erhöhung der Wärmedämmung willen sind wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen und werden von den Wohnungsunternehmen aus Gründen des auch langfristig noch angespannten Wohnungsmarktes mit einem Überangebot an WE nicht durchgeführt. Zu berücksichtigen ist auch, dass aus sozialen Gründen ein Angebot an preisgünstigen WE zur Verfügung stehen muss. Solche WE werden nicht über einen hohen Standard an Wärmedämmung verfügen können. Aus der Wohnungswirtschaft stammt auch die Überlegung, unsanierte und damit nur gering wärmegeämmte Wohngebäude für Sozialfälle (ALG II – Empfänger mit Anrecht auf Wohngeld) vorzuhalten.

Im Bereich der selbstgenutzten EZFH existiert ebenfalls ein beachtliches Potenzial an Energieeinsparung durch Wärmedämmung, insbesondere in den vor 1990 gebauten und noch nicht sanierten Gebäuden (die aber fast ausnahmslos über eine moderne Heizungsanlage verfügen).

Vom IE Leipzig wird aufgrund der regelmäßig durchgeführten Marktanalysen eingeschätzt, dass bislang rund 50 % der „alten“ EZFH saniert/modernisiert sind, wobei der Umfang der mit einer hohen Wärmedämmung versehenen Gebäude deutlich geringer ist. Die Ursache für diesen Zustand besteht darin, dass bislang die Kosten für eine nachträgliche Wärmedämmung in Bezug auf die Energiepreise deutlich zu hoch waren.

Allerdings besteht anders als bei den MFH für die mit der nachträglichen Wärmedämmung verbundenen Kosten eine Amortisation über die eingesparten Kosten für die Heizenergie. Aus gegenwärtiger Sicht liegt dieser Zeitraum in Abhängigkeit vom Umfang der Wärmedämmung bei 8 bis 12 Jahren. Mit einer weiteren Verteuerung der Energie wird folglich eine nachträgliche Wärmedämmung auch ohne weitere Instandsetzungsmaßnahmen interessant. Ein solches Interesse kann zusätzlich noch durch eine zielgerichtete Politik (zweckgebundene zinsverbilligte Kredite, Sonderabschreibungen u. ä.) unterstützt werden.

6.11.3.2 Entwicklung der Heizungsstruktur

Die gegenwärtig in Ostdeutschland existierende Struktur der Raumheizung (und Warmwasserbereitung) hat sich auf der Grundlage der umfassenden Modernisierung/Sanierung der bestehenden Gebäudestruktur (Ablösung) der Kohleheizung und des Wohnungsneubaus ab 1990 herausgebildet.

In der Regel besitzen Feuerungsanlagen zur Deckung des Raumwärmebedarfes eine normative Nutzungsdauer („Amortisationszeitraum“) von 15 bis 20 Jahren. Das bedeutet, dass ab 2008/2010 der Austausch der installierten Feuerungsanlagen beginnen wird. Interessant für die künftige Entwicklung der Struktur der Deckung des Wärmebedarfes ist dabei, dass sich durch die relativ zusammengedrängte Installation der Feuerungsanlagen in 1990er Jahren auch bzgl. des Austausches der Feuerungsanlagen eine Bündelung im Umfang ergeben wird. Diese Entwicklung vollzieht sich daher anders als in den alten Bundesländern, wo dieser Ersatz fließend erfolgt ist bzw. erfolgen wird.

Tabelle 46 zeigt zusammengefasst die Heizungsstruktur Ostdeutschlands, wie sie im Jahre 2004 bestand und die den Ausgangspunkt für eine Abschätzung möglicher Strukturveränderungen bildet.

Tabelle 46: Struktur der Wohnraumheizung 2004 für Ostdeutschland

| | | Bestand 1.000 WE | | | Anteil in % | | |
|------------------------------|-------------------|------------------|-----------|-----------|-------------|-----------|-----------|
| | | WE in EZFH | WE in MFH | WE gesamt | WE in EZFH | WE in MFH | WE gesamt |
| WE mit Fernwärmeversorgung | kreisfreie Städte | 7,38 | 1.281,77 | 1.289,16 | 1,6 | 42,8 | 37,4 |
| | Landkreise | 3,08 | 580,25 | 583,32 | 0,1 | 31,4 | 13,9 |
| | gesamt | 10,46 | 1.862,02 | 1.872,48 | 0,4 | 38,4 | 24,5 |
| WE mit Gasheizung | kreisfreie Städte | 332,88 | 1.035,16 | 1.368,04 | 72,8 | 34,6 | 39,6 |
| | Landkreise | 1.497,28 | 842,90 | 2.340,18 | 64,0 | 45,5 | 55,9 |
| | gesamt | 1.830,16 | 1.878,06 | 3.708,22 | 65,5 | 38,8 | 48,5 |
| WE mit Ölheizung | kreisfreie Städte | 114,26 | 490,13 | 604,39 | 25,0 | 16,4 | 17,5 |
| | Landkreise | 808,69 | 258,00 | 1.066,69 | 34,6 | 13,9 | 25,5 |
| | gesamt | 922,95 | 748,13 | 1.671,08 | 33,0 | 15,4 | 21,9 |
| WE mit elektrischer Heizung | kreisfreie Städte | 2,26 | 59,80 | 62,06 | 0,5 | 2,0 | 1,8 |
| | Landkreise | 16,70 | 51,00 | 67,71 | 0,7 | 2,8 | 1,6 |
| | gesamt | 18,96 | 110,80 | 129,76 | 0,7 | 2,3 | 1,7 |
| WE mit Festbrennstoffheizung | kreisfreie Städte | 0,24 | 127,56 | 127,81 | 0,1 | 4,3 | 3,7 |
| | Landkreise | 12,79 | 118,44 | 131,23 | 0,5 | 6,4 | 3,1 |
| | gesamt | 13,04 | 246,00 | 259,04 | 0,5 | 5,1 | 3,4 |
| WE gesamt | kreisfreie Städte | 457,02 | 2.994,43 | 3.451,46 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| | Landkreise | 2.338,54 | 1.850,58 | 4.189,12 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| | gesamt | 2.795,57 | 4.845,01 | 7.640,58 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

Quelle: Berechnungen IE

Prinzipielle Möglichkeiten zur Veränderung in der Heizungsstruktur im Bereich der EZFH bestehen darin, dass die gegenwärtig installierte Ölheizung durch eine Gasheizung ersetzt wird. Ein solcher Umstieg setzt jedoch voraus, dass für die betreffenden Gebäude ein Gasanschluss vorhanden ist bzw. wirtschaftlich vertretbar geschaffen werden kann. Wenn die höheren CO₂-Emission der Ölheizung gegenüber der Gasheizung auch künftig in der Preisgestaltung für private Haushalte keinen Einfluss hat, ist ein solcher Umstieg kaum zu erwarten. Das gilt, solange der Gaspreis an die Entwicklung des Ölpreises gekoppelt ist. Von den Gasversorgern selbst, wie auch vom IE Leipzig, wird ein solcher Umstieg als eher unwahrscheinlich eingeschätzt.

Denkbar ist jedoch die Installation einer Pelletfeuerungsanlage als Ersatz einer Ölfeuerungsanlage. Dies gilt auch für WE mit einer Gasheizung. Entscheidende Voraussetzung für einen solchen Weg bei einem Austausch der Feuerungsanlage ist in erster Linie der Preis für die Einsatzenergieträger (Erdgas, Heizöl, Pellets).

Eine Lösung mit Zukunftscharakter könnte auch im Bereich der EZFH, speziell in „Ballungsgebieten“ von EZFH (nach 1990 entstandene EZFH-Siedlungen auf der „grünen Wiese“, straßenweise Bebauung mit EZFH u. ä.), die Errichtung von Nahwärmesystemen sein, für die zur Wärmeerzeugung auch erneuerbare Energien eingesetzt werden könnten.

Für den Wohnungsneubau werden in stärkerem Umfang als bisher innovative Heizungssysteme Anwendung finden, neben der bereits erwähnten Pelletheizung auch die Wärmepumpenheizung, Solarheizungen und Passiv- bzw. Nullenergiehäuser.

Eine nennenswerte Erweiterung des Anschlusses von EZFH an die Fernwärmeversorgung wird nicht erwartet. Vorstellungen von Stadtbauämtern, auf infrastrukturell gut erschlossenen

Flächen, auf denen Wohngebäude im Rahmen des Stadtumbauprogramms abgerissen wurden, EZFH zu errichten, lassen sich – von geringen Ausnahmen abgesehen – nicht erfüllen.

Signifikante Veränderungen in der Heizungsstruktur wird es im Bereich der MFH geben. Mit dem deutlichen Rückgang der Einwohnerzahl – um 1.337.000 im Zeitraum 2004 bis 2010 (vgl. auch Tabelle 38) – nimmt auch die Nachfrage nach Wohnraum ab. Unter den getroffenen Annahmen zur durchschnittlichen Belegung einer WE sowie den Prognosen der Bevölkerungsentwicklung werden im Jahre 2020 in Ostdeutschland rund 487.000 WE weniger nachgefragt als im Jahre 2004. Auch wenn der Umfang des Neubaus an EZFH, wie im Abschnitt 1.2.2 dargestellt, im Vergleich zum Zeitraum bis 1998/2000 merklich abnimmt, wird es im Betrachtungszeitraum noch eine nennenswerte Zahl an Neubau-WE in EZFH geben. Eingeschätzt wird ein Umfang von ca. 310.000 WE zwischen 2004 und 2020. Das aber führt dazu, dass die Nachfrage an WE in MFH noch stärker abnimmt, als die Gesamtnachfrage nach Wohnraum. Unter den getroffenen Annahmen sinkt die Anzahl benötigter WE in MFH im Jahre 2020 gegenüber 2004 um insgesamt rund 800.000 WE. Am stärksten betroffen sein wird der Bestand an WE mit einer Fernwärmeversorgung, vornehmlich in Plattenbau-Satellitenstädten und Großsiedlungen. Unter Berücksichtigung der Entwicklung des Wohnungsleerstandes bis 2004 wird für den Zeitraum bis 2020 ein weiterer Rückgang an WE mit Fernwärmeversorgung um ca. 450.000 WE gerechnet. Das bedeutet, dass von den 1.862.000 WE mit Fernwärmeversorgung, die im Jahre 2004 bewohnt (energieverbrauchs-wirksam) waren, im Jahre 2020 nur noch etwa 1.410.000 WE genutzt werden. Anders ausgedrückt, der Umfang an WE mit Fernwärmeversorgung sinkt im Betrachtungszeitraum um rund 24 %.

Damit reduziert sich auch der Bedarf an Fernwärme im Jahre 2020 gegenüber dem des Jahres 2004 um 4.880 GWh.

Diese Entwicklung hat auch erhebliche Auswirkungen auf die Netzstruktur der Fernwärmeversorgung. Es werden sich Unterauslastungen der Fernwärmenetze ergeben, aber auch Unterauslastungen der installierten Erzeugerkapazitäten. Preissteigerungen für Fernwärme, über das Maß des Anstieges der Energiepreise für die benötigten Einsatzenergieträger hinaus, werden die Folge sein. Das Ausmaß ist gegenwärtig nicht abschätzbar.

Im Zusammenhang mit der Umsetzung des Programms „Stadtumbau Ost“ werden bereits Lösungen diskutiert, die auf den kompletten Abriss einzelner abgeschlossener und mit Fernwärme versorgter Wohngebiete hinauslaufen. Derartige Lösungen könnten den Kostenanstieg bei der Fernwärme dämpfen.

Im Zusammenhang mit den Ansätzen zur Entwicklung der Nachfrage an WE in MFH sowie den Einschätzungen zur Entwicklung des Bestandes an (bewohnten) WE mit Fernwärmeversorgung wird sich im Zeitraum 2004 bis 2020 der WE-Bestand mit einer Nahwärmeversorgung verringern. Allerdings wird diese Bestandsverringerung im Vergleich zur Fernwärme deutlich geringer ausfallen. Die Ursache hierfür liegt vor allem im erhöhten Bevölkerungsrückgang in den Satellitenstädten und Großraumsiedlungen (Fernwärmeversorgung) bei einer gleichzeitigen, durch das Stadtumbauprogramm initiierten Aufwertung der Innenstädte bzw. zentrumsnahen Quartiere, die in Ostdeutschland weitestgehend über eine Nahwärmeversorgung im oben definierten Sinne verfügen. Mit Blick auf die eingeschätzte Entwicklung

im Bestand an WE in MFH wird ein Rückgang in der Nahwärmeversorgung um ca. 225.000 WE zwischen 2004 und 2020 erwartet und damit nur rund die Hälfte im Vergleich zur Fernwärmeversorgung.

Der Bedarf an Nahwärme reduziert sich dabei von 23.650 GWh um rund 2.050 GWh zwischen 2004 und 2020 auf 21.600 GWh.

Unter Bezugnahme auf die als Nahwärme definierte Versorgungslösung wirkt sich die Abnahme der durch ein Nahwärmesystem zu versorgenden WE im Vergleich zur Fernwärmeversorgung weniger stark auf die Kostenstruktur der Raumwärme (und des Warmwassers) aus, weil die Unterauslastungen der Netze deutlich geringer sind und zudem weniger die Kostenstruktur beeinflussen.

Tabelle 47 stellt in zusammengefasster Form die Entwicklung des WE-Bestandes in einer Gliederung nach Fern- und Nahwärme dar. Tabelle 11 gibt einen Überblick über die Reduzierung des Wärmebedarfes bei Fern- und Nahwärme.

Im Bereich der MFH wird neben möglichen Umstellungen von Fern- zu Nahwärme der Zusammenschluss von Gebäudezentralheizungen innerhalb eines Gebäudetракtes im Rahmen des technisch erforderlichen Austausches der Feuerungsanlagen stärker in den Fokus geraten. Die bisher pro Gebäude betriebene Nahwärmeversorgung sollte problemlos mit analogen Versorgungslösungen benachbarter Gebäude vereinigt werden. Hierbei erlangen Contractinglösungen eine zentrale Bedeutung. Da bei einer vom Gebäudeeigentümer betriebenen Wärmeversorgung gemäß Heizkostenverordnung nur die Kosten für die bezogene Energie den Wohnungsnutzer in Rechnung gestellt werden dürfen, ist das Interesse an Investitionen in den Einsatz modernster Heizungstechnik, die zu einem sparsameren Energieverbrauch führt, sehr begrenzt. Durch ein Übertragen der Wärmeversorgung an Contractoren kann jedoch auf der Grundlage entsprechender Wärmelieferverträge durchaus eine nennenswerte Energieeinsparung erreicht werden. Hierbei besteht demzufolge ein großes Potenzial zur Ausweitung der Nahwärmeversorgung, insbesondere im Umfang der in eine Nahwärmeversorgung einzubeziehenden Gebäude. Ebenso erschließen sich auf diesem Wege Möglichkeiten, vorhandene Potenziale an erneuerbaren Energien zu nutzen, insbesondere Holz, sortierter Müll und Biogas.

Tabelle 47: Entwicklung des WE-Bestandes nach Fern- und Nahwärmeversorgung

| | | | | | | Entwicklung | | | |
|----------------------------|------------|------------|----------|----------|----------|-------------|-----------|-----------|-----------|
| | | 2004 | 2010 | 2015 | 2020 | 2004-2010 | 2010-2015 | 2015-2020 | 2004-2020 |
| Berlin | Fernwärme | 512,06 | 502,6 | 491,9 | 481,5 | -9,4 | -10,7 | -10,4 | -30,5 |
| | Nahwärme | 916,53 | 938,7 | 949,3 | 954,6 | 22,2 | 10,5 | 5,3 | 38,0 |
| | F+N-Wärme | 1.428,58 | 1.441,4 | 1.441,1 | 1.436,1 | 12,8 | -0,2 | -5,1 | 7,5 |
| | WE in MFH | 1.552,67 | 1.561,2 | 1.557,1 | 1.547,0 | 8,5 | -4,1 | -10,0 | -5,6 |
| | WE in EZFH | 181,12 | 193,7 | 202,6 | 209,0 | 12,6 | 8,9 | 6,5 | 27,9 |
| | WE gesamt | 1.733,79 | 1.754,9 | 1.759,6 | 1.756,1 | 21,1 | 4,7 | -3,6 | 22,3 |
| | Einwohner | 3.387,828 | 3.427,3 | 3.434,8 | 3.426,1 | 39,5 | 7,5 | -8,7 | 38,3 |
| Branden-burg | Fernwärme | 255,13 | 212,5 | 192,9 | 174,1 | -42,6 | -19,6 | -18,8 | -81,0 |
| | Nahwärme | 222,96 | 209,2 | 197,9 | 181,3 | -13,8 | -11,3 | -16,6 | -41,7 |
| | F+N-Wärme | 478,09 | 421,8 | 390,8 | 355,4 | -56,3 | -31,0 | -35,4 | -122,7 |
| | WE in MFH | 523,13 | 460,2 | 423,1 | 381,3 | -62,9 | -37,1 | -41,8 | -141,8 |
| | WE in EZFH | 553,28 | 594,6 | 616,1 | 629,7 | 41,3 | 21,5 | 13,6 | 76,4 |
| | WE gesamt | 1.076,41 | 1.054,8 | 1.039,3 | 1.011,0 | -21,7 | -15,5 | -28,2 | -65,4 |
| | Einwohner | 2.567,704 | 2.499,0 | 2.440,8 | 2.363,1 | -68,7 | -58,2 | -77,7 | -204,6 |
| Mecklen-burg Vorpom-ern | Fernwärme | 195,08 | 169,2 | 156,3 | 145,2 | -25,9 | -13,0 | -11,0 | -49,9 |
| | Nahwärme | 180,10 | 163,1 | 154,6 | 143,2 | -17,0 | -8,6 | -11,4 | -36,9 |
| | F+N-Wärme | 375,18 | 332,3 | 310,8 | 288,4 | -42,9 | -21,5 | -22,4 | -86,8 |
| | WE in MFH | 406,83 | 358,1 | 334,4 | 309,0 | -48,7 | -23,7 | -25,4 | -97,8 |
| | WE in EZFH | 323,65 | 349,9 | 368,4 | 382,7 | 26,3 | 18,5 | 14,2 | 59,0 |
| | WE gesamt | 730,48 | 708,1 | 702,8 | 691,7 | -22,4 | -5,2 | -11,1 | -38,8 |
| | Einwohner | 1.719,653 | 1.643,8 | 1.616,4 | 1.578,7 | -75,9 | -27,4 | -37,7 | -141,0 |
| Sachsen | Fernwärme | 444,11 | 380,1 | 345,4 | 318,3 | -64,0 | -34,7 | -27,1 | -125,8 |
| | Nahwärme | 666,18 | 641,6 | 614,3 | 584,1 | -24,6 | -27,3 | -30,2 | -82,0 |
| | F+N-Wärme | 1.110,28 | 1.021,7 | 959,7 | 902,4 | -88,6 | -62,1 | -57,2 | -207,9 |
| | WE in MFH | 1.282,59 | 1.170,0 | 1.092,3 | 1.023,1 | -112,6 | -77,7 | -69,3 | -259,5 |
| | WE in EZFH | 698,60 | 729,8 | 747,2 | 758,0 | 31,2 | 17,3 | 10,8 | 59,4 |
| | WE gesamt | 1.981,20 | 1.899,8 | 1.839,5 | 1.781,1 | -81,4 | -60,3 | -58,4 | -200,1 |
| | Einwohner | 4.296,284 | 4.088,4 | 3.947,7 | 3.811,8 | -207,9 | -140,7 | -135,9 | -484,5 |
| Sachsen- Anhalt | Fernwärme | 263,21 | 212,7 | 183,5 | 163,7 | -50,5 | -29,2 | -19,8 | -99,5 |
| | Nahwärme | 269,33 | 248,7 | 233,8 | 211,3 | -20,6 | -14,9 | -22,5 | -58,0 |
| | F+N-Wärme | 532,54 | 461,4 | 417,3 | 375,0 | -71,1 | -44,1 | -42,3 | -157,6 |
| | WE in MFH | 573,33 | 496,9 | 449,6 | 401,7 | -76,4 | -47,3 | -47,9 | -171,6 |
| | WE in EZFH | 524,80 | 548,3 | 561,9 | 570,1 | 23,5 | 13,6 | 8,1 | 45,3 |
| | WE gesamt | 1.098,12 | 1.045,2 | 1.011,5 | 971,7 | -52,9 | -33,7 | -39,8 | -126,4 |
| | Einwohner | 2.494,437 | 2.348,9 | 2.261,9 | 2.167,3 | -145,5 | -87,0 | -94,6 | -327,1 |
| Thüringen | Fernwärme | 192,44 | 162,4 | 142,3 | 125,9 | -30,1 | -20,0 | -16,5 | -66,6 |
| | Nahwärme | 278,34 | 267,6 | 253,9 | 235,3 | -10,8 | -13,7 | -18,6 | -43,1 |
| | F+N-Wärme | 470,78 | 430,0 | 396,3 | 361,1 | -40,8 | -33,7 | -35,1 | -109,6 |
| | WE in MFH | 506,46 | 461,0 | 424,4 | 384,3 | -45,5 | -36,6 | -40,0 | -122,1 |
| | WE in EZFH | 514,12 | 534,0 | 547,5 | 557,3 | 19,9 | 13,4 | 9,9 | 43,2 |
| | WE gesamt | 1.020,58 | 995,0 | 971,8 | 941,7 | -25,5 | -23,2 | -30,2 | -78,9 |
| | Einwohner | 2.355,280 | 2.274,8 | 2.211,4 | 2.137,5 | -80,5 | -63,4 | -73,9 | -217,8 |
| Ost- deutschland | Fernwärme | 1.862,02 | 1.639,5 | 1.512,2 | 1.408,7 | -222,5 | -127,3 | -103,5 | -453,3 |
| | Nahwärme | 2.533,43 | 2.469,0 | 2.403,7 | 2.309,7 | -64,4 | -65,3 | -94,0 | -223,7 |
| | F+N-Wärme | 4.395,45 | 4.108,5 | 3.915,9 | 3.718,4 | -286,9 | -192,6 | -197,6 | -677,1 |
| | WE in MFH | 4.845,01 | 4.507,4 | 4.280,9 | 4.046,5 | -337,6 | -226,5 | -234,4 | -798,5 |
| | WE in EZFH | 2.795,57 | 2.950,4 | 3.043,7 | 3.106,8 | 154,8 | 93,3 | 63,1 | 311,2 |
| | WE gesamt | 7.640,58 | 7.457,8 | 7.324,6 | 7.153,3 | -182,8 | -133,2 | -171,3 | -487,3 |
| | Einwohner | 16.821,186 | 16.282,2 | 15.913,0 | 15.484,5 | -539,0 | -369,2 | -428,5 | -1.336,7 |
| Ost- deutschland | Fernwärme | | | | | -11,9 | -7,8 | -6,8 | -24,3 |
| | Nahwärme | | | | | -2,5 | -2,6 | -3,9 | -8,8 |
| | F+N-Wärme | | | | | -6,5 | -4,7 | -5,0 | -15,4 |
| | WE in MFH | | | | | -7,0 | -5,0 | -5,5 | -16,5 |
| | WE in EZFH | | | | | 5,5 | 3,2 | 2,1 | 11,1 |
| | WE gesamt | | | | | -2,4 | -1,8 | -2,3 | -6,4 |
| | Einwohner | | | | | -3,2 | -2,3 | -2,7 | -7,9 |
| Quelle: Berechnungen IE | | | | | | | | | |

6.12 EXKURS: Analyse der dynamischen Veränderungen in konkurrierenden Marktfeldern

| Dynamischer Veränderungsprozess | Vor- bzw. Nachteile von Fernwärme im Vergleich zum Öl | | Vor- bzw. Nachteile von Fernwärme im Vergleich zum Gas | |
|---------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Demografie | | | | |
| • Veränderung der Bevölkerungsdichte | -- | Deutlich weniger flexiblere Anpassungsmöglichkeiten | - | Weniger flexiblere Anpassungsmöglichkeiten |
| • Alterung | + | Mehr Komfort | o | Gleicher Komfort |
| Haushalte | | | | |
| • Anzahl & Struktur (Zunahme von 1-Personen-Haushalten) | - | Nachteile durch steigende Fixkosten pro Kopf | o | Keine spürbaren Unterschiede durch steigende Fixkosten pro Kopf |
| Neue Nachfrager | | | | |
| • Kälte | ++ | Deutlich höhere Anpassungsmöglichkeiten | + | Bedingte höhere Anpassungsmöglichkeiten |
| Siedlungsstruktur | | | | |
| • Perforierung | -- | Deutlich geringere Anpassungsmöglichkeiten | - | Geringere Anpassungsmöglichkeiten |
| • Suburbanisierung | -- | Deutlich geringere Anpassungsmöglichkeiten | - | Geringere Anpassungsmöglichkeiten |
| • Re-Urbanisierung | ++ | Höhere Verdichtungspotenziale | o | Gleiche Verdichtungspotenziale |

++ deutliche Vorteile +bedingte Vorteile o keine Vor- oder Nachteile - bedingte Nachteile -- deutliche Nachteile

Dynamische Veränderungen treffen nicht nur die Fernwärmeversorgung. Die in der Tabelle dargestellte vergleichende Analyse der dynamischen Veränderungen zeigt, welche Vor- bzw. Nachteile die Fernwärme bei der Reaktion auf die Veränderungen im Verhältnis zur Versorgung durch Öl und Gas hat.

Untersucht man die Anpassungsmöglichkeiten an die demografische Entwicklung, wird deutlich, dass sich die rückläufige Bevölkerungs- bzw. Wärmedichte vermutlich stärker auf die strukturell eher unflexible Fernwärmeversorgung auswirkt. Insbesondere die Ölversorgung zeigt hier deutliche Vorteile. Da die Fernwärmeversorgung mehr Komfort bietet, hat sie, was die demografischen Faktoren, wie die Alterung der Bevölkerung angeht, jedoch leichte Vorteile.

Auch die anstehenden Veränderungen der Haushaltsstruktur müssen für die Fernwärme eher negativ eingeschätzt werden. Ursächlich hierfür sind die steigenden Fixkosten pro Kopf, die sich durch die Zunahme der Ein-Personen-Haushalte ergeben. Hinsichtlich der Gasversorgung ist jedoch keine Besser- oder Schlechterstellung zu verzeichnen.

Deutliche Vorteile im Vergleich zu den anderen Versorgungssystemen ergeben sich jedoch mit Blick auf die Anpassung an neue Nachfrager, wie zum Beispiel die Nachfrage nach Kälte.

Hier bietet die netzgebundene Versorgung, durch die Verknüpfung mit Absorptionskältemaschinen potenzielle Vorteile.

Die Möglichkeiten der Anpassung auf die siedlungsstrukturelle Entwicklung kann nicht pauschal beantwortet werden, sondern ist in Abhängigkeit zur Art der Siedlungsentwicklung zu sehen. Dabei sind Prozesse, die zu abnehmender Siedlungsdichte führen, wie die innerstädtische Perforierung und die Suburbanisierung in das Umland, für die Erschließung mit Fernwärme nachteilig, insbesondere im Vergleich zur Versorgung mit Öl. Die in jüngerer Zeit wieder zu beobachtende Re-Urbanisierung hingegen bringt ein Verdichtungspotenzial innerhalb bestehender Fernwärmenetze mit sich.

Insgesamt zeigt die Analyse dass der Vergleich zur Ölversorgung immer deutlich und entschieden (sowohl positiv als auch negativ) ausfällt, wohingegen die Relation bei der ebenfalls netzgebundenen Gasversorgung weniger klar ist. Es bestätigt sich, dass die in weiten Teilen bestehende Gasversorgung auch vor diesem Hintergrund als hemmend für den Ausbau der Fernwärme angesehen werden muss, da klare Vorteile, in der Deutlichkeit, wie sie bei der Ölversorgung auftreten, nicht auszumachen sind.

7 Strategien der Marktakteure zum Ausbau der Fern- und Nahwärmeversorgung

7.1 Ausgangsbedingungen

Die Perspektiven der netzgebundenen Wärmeversorgung ist eng verknüpft mit der strukturellen Entwicklung des Wärmebedarfs der privaten Haushalte.

Die Entwicklung der künftigen Struktur der Deckung des Wärmebedarfs der privaten Haushalte ist zusammengefasst durch folgende wesentliche Faktoren, die auch das Handeln der Marktakteure beeinflusst, gekennzeichnet:

- Die Einwohnerzahl in Deutschland nimmt z. T. deutlich ab. Dies gilt insbesondere in Ostdeutschland; trifft aber zunehmend auch in großen Teilen des alten Bundesgebietes zu, wie z. B. Nordrhein-Westfalen und das Saarland. Dieser Bevölkerungsrückgang ist zudem verbunden mit einem signifikanten Anstieg des Altersdurchschnitts (demografischer Faktor).
- Das Angebot an Wohnraum übersteigt mit zunehmender Tendenz die Nachfrage vor allem in den Regionen mit signifikantem Bevölkerungsrückgang. Der Umfang des Wohnungsleerstandes nimmt trotz staatlicher Maßnahmen (z. B. Stadtumbauprogramm Ost) deutlich zu.
- Das verfügbare (konsumierbare) Einkommen der privaten Haushalte wird nicht mehr ansteigen. Auf Grund erhöhter Aufwendungen für Vorsorgemaßnahmen im sozialen Bereich (z.B. Gesundheitsvorsorge, Eigenanteil an der Rentenvorsorge), kann dieses den Trend zu steigenden Pro-Kopf-Wohnflächen brechen.

Auf die Wirkung der genannten Faktoren wurde bereits im Zusammenhang mit der Darstellung der Nachfrage nach Wohnraum in Ostdeutschland in der Zukunft hingewiesen. Mit einer bestimmten Zeitversetzung wird sich diese Entwicklung auch in den alten Bundesländern vor allem in den wirtschaftlich strukturschwächeren Regionen vollziehen.

Der mit der demografischen Entwicklung zu erwartende Anstieg des Wohnungsleerstandes wird dazu führen, dass der Wohnungsneubau im gesamten Bundesgebiet weiter abnimmt. Das aber bedeutet, dass sich mögliche Veränderungen in der Struktur der Raumwärmeversorgung der privaten Haushalte weitestgehend auf den gegenwärtigen Wohnungsbestand konzentrieren werden. Das gilt sowohl auf die Entwicklung von Fern- und Nahwärmeversorgung als auch auf die zur Wärmeerzeugung eingesetzten Energieträger.

Für den Wohnungsneubau ist zu erwarten, dass neben der Einhaltung der Wärmeverbrauchskenngrößen gemäß Energieeinsparverordnung (EnEV) und damit verbundenen niedrigen Energieverbrauchsichten auch progressive Verfahren zur Wärmebereitstellung stärker zur Anwendung gelangen, wie Passiv- und Nullenergiehaus, Nutzung der Solarenergie, Wärmepumpen und Nutzung der Geothermie.

Aus all diesen Entwicklungstrends leitet sich ein schrumpfender Wärmemarkt ab, der unter wirtschaftlichem Blickwinkel die Versorgung mit leitungsgebundenen Wärmesystemen erschwert.

7.2 Marktakteure beim Ausbau der Fern- und Nahwärmeversorgung

Hinsichtlich der Marktakteure muss differenziert werden einerseits zwischen den bestehenden und andererseits den potenziellen künftigen neuen Marktakteuren einer Fern- und Nahwärmeversorgung. Gleichfalls ist zwischen den Interessen der Wärmenutzer und Wärmeversorger zu differenzieren. Innerhalb der beiden Akteursgruppen Wärmenutzer und Wärmeversorger sind wiederum unterschiedliche Akteure vorhanden, deren Handeln durch differierende Zielsetzungen bestimmt werden. Alle Akteure werden in ihrem Handeln zudem von den aktuellen und – von ihnen zum Teil sehr individuell eingeschätzten – künftigen Entwicklungen auf dem Energiemarkt beeinflusst.

In Abbildung 51 sind die verschiedenen Akteure schematisch im Überblick dargestellt. Nachfolgend wird der unterschiedliche Blickwinkel zur Fern- und Nahwärmeversorgung aus Sicht der jeweiligen Akteure beleuchtet. Zunächst wird die Situation auf der Nachfrageseite und anschließend auf der Anbieterseite dargestellt.

7.2.1 □ Interessen und Strategien der Wärmenutzer

Die Struktur der Wärmenutzer lässt sich grob in die beiden Gruppen

- Wohnungswirtschaft/private Wohnungsvermieter (Vermieter) und
- Selbstnutzer

einteilen. Wobei die Vermieter nur indirekte Wärmenutzer sind, da letztlich die Wohnungsmieter die direkten Wärmenutzer sind und auch in wirtschaftlicher Hinsicht die Kosten der Wärmeversorgung zu tragen haben. Die Selbstnutzer von Wohnungs- oder Gebäudeeigentum sind hinsichtlich der Interessen einer kostengünstigen Wärmeversorgung mit den Mietern vergleichbar, wobei der eigenverantwortliche Handlungsspielraum in Bezug auf Veränderungen bei den Selbstnutzern aber deutlich größer ist. Eingeschränkte Handlungsmöglichkeiten sind allerdings auch bei Wohnungseigentümern vorhanden, da hier die Interessen innerhalb einer Eigentümergemeinschaft sehr unterschiedlich sein können. Entsprechend den beiden Eigentümergruppen werden nachfolgend die jeweiligen Interessen und Strategien getrennt dargestellt und im Hinblick auf eine Fern- und Nahwärmeversorgung oder Objektversorgung mit KWK-Nutzung bewertet.

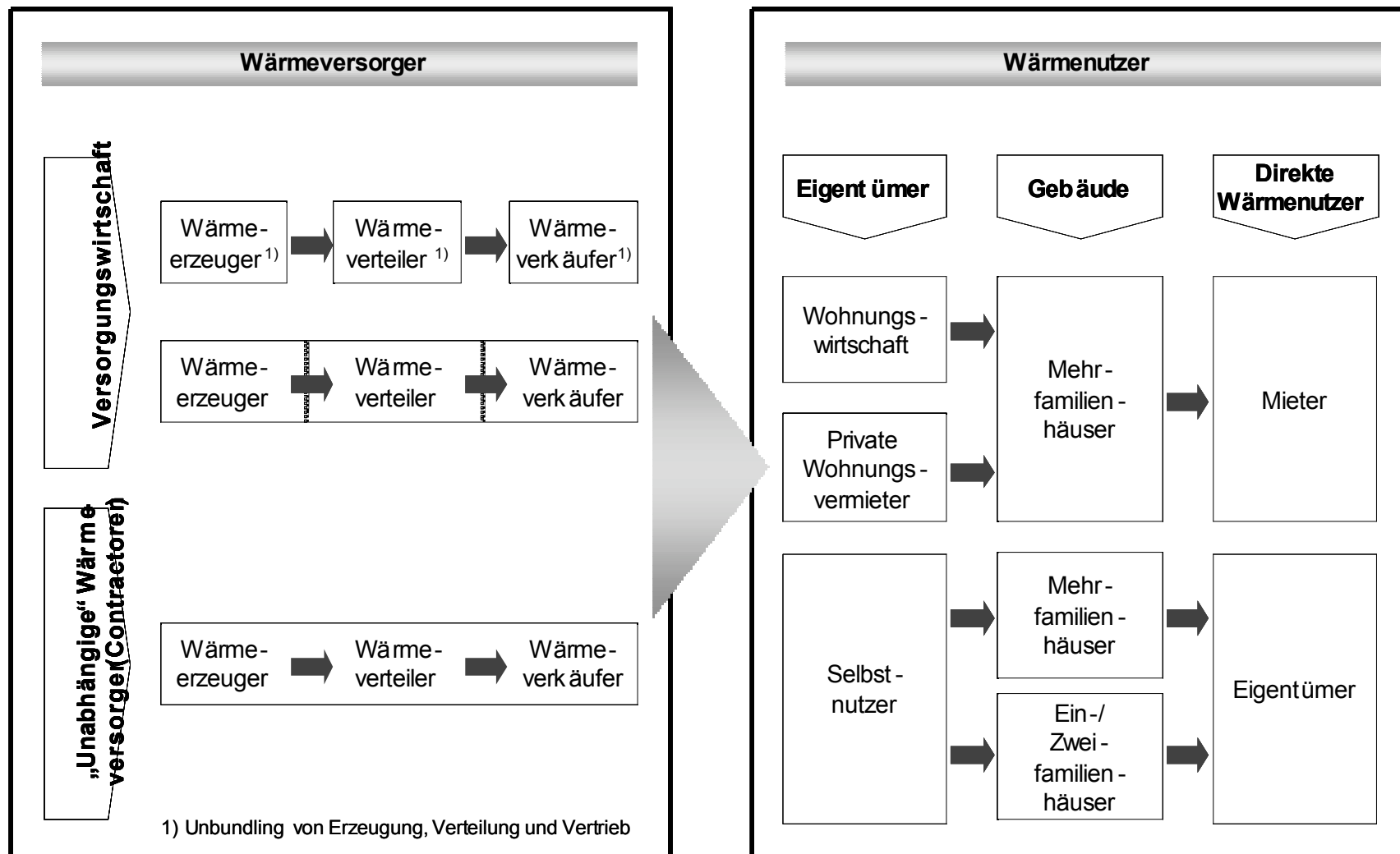


Abbildung 51: Schema zur Struktur der Akteure
(Quelle: Eigene Darstellung)

7.2.1.1 Wohnungswirtschaft und private Wohnungsvermieter

Grundsätzlich sieht die Wohnungswirtschaft ihr Ziel darin, die Wohnungsvermietung als Dienstleistung zu betreiben. Hierzu gehört auch die Gewährleistung einer sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Wärmeversorgung.

Die Wärmeversorgung (Versorgungssystem und Wärmekosten) ist aber nur insoweit aus Sicht der Wohnungswirtschaft von Bedeutung, als dass sie Einfluss auf die Vermietbarkeit besitzen kann. Soweit ein Wärmeversorgungssystem keine deutlichen wirtschaftlichen Nachteile aufweist, werden von der Wohnungswirtschaft Systeme bevorzugt, die nur mit wenig Aufwand verbunden sind. Hier besitzt die Fern-/Nahwärmeversorgung spezifische Systemvorteile gegenüber anderen Systemen, da zum Beispiel der Aufwand für Betrieb, Wartung und Brennstoffversorgung und ggf. Finanzierungsbedarf von Heizkesseln entfällt. Ohne das Interesse der Wohnungswirtschaft an einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung wäre in der Vergangenheit der Ausbau der Fern-/Nahwärmeversorgung nicht möglich gewesen.

Vor allem ausgehend von der zurzeit noch spezifischen ostdeutschen Situation auf dem Wohnungsmarkt mit hohen Leerstandraten lassen sich in jüngerer Vergangenheit allerdings Abwanderungstendenzen von der Fernwärme feststellen. Hier spielt aber auch das höhere Preisniveau der Fernwärme in Ostdeutschland im Vergleich zum Preisniveau in Westdeutschland eine wichtige Rolle. Verstärkt wird in Unternehmen der ostdeutschen Wohnungswirtschaft über eine Abkopplung von der Fernwärmeversorgung bei gleichzeitiger Installation einer Nahwärmeversorgung⁴⁸ nachgedacht. Interessant ist dabei, dass die Zielrichtung „Abkopplung“ relativ neu in den Überlegungen der Wohnungswirtschaft ist. Bei Befragungen von Wohnungsunternehmen großer Städte Ostdeutschlands wie auch von Landesverbänden der Wohnungsunternehmen und Wohnungsgenossenschaften, die das IE im Rahmen von Untersuchungen zur künftigen Struktur der Wohnraumheizung in den Jahren 2000/2002 durchführte, spielte in den strategischen Zielstellungen der Unternehmen und Verbände die Abkopplung von der Fernwärmeversorgung noch keine Rolle. Die stetige Verteuerung der Fernwärme, hervorgerufen auch durch die ansteigende Unterauslastung der Fernwärmeversorgungssysteme, beschleunigte in jüngster Zeit jedoch dieses Umdenken. Es ist deshalb davon auszugehen, dass der Problemkreis „weg von der Fernwärme“ für die Wohnungswirtschaft erheblich an Bedeutung gewinnen wird.

Als erste Maßnahme zu dieser Option werden von den meisten Wohnungsunternehmen auslaufende Fernwärmelieferverträge nicht mehr durch langjährige Verträge fortgesetzt, sondern als Verträge mit kurzen Laufzeiten verlängert. Auf diese Weise wollen sich die Unternehmen die Option für andere Versorgungslösungen offen halten.

Für die Wohnungswirtschaft ist die Fernwärme zwar eine „bequeme Versorgungslösung - aber nicht um jeden Preis“. Die meisten Wohnungsunternehmen sind daran interessiert, die Wärmebereitstellung – und dies gilt auch für eine objektbezogene KWK-Nutzung – nicht selbst realisieren zu müssen, sondern sie von „Fremden“ (Contractoren) ausführen zu lassen. Allerdings bestehen – von wenigen Ausnahmen abgesehen – noch keine klaren Vorstel-

⁴⁸ Wobei in Bezug auf die Nahwärmeversorgung in diesem Zusammenhang (abweichend von der Definition in Kapitel 2) sowohl die Versorgung einzelner Gebäude mit mehreren Wohnungen als auch mehrere Gebäude in Betracht kommen.

lungen darüber, wie die wirtschaftliche Wärmeversorgung in der Zukunft aussehen könnte. Aufgrund des hohen Preisniveaus von Erdgas und Heizöl werden diese Energieträger derzeit noch nicht als attraktive Konkurrenzenergien angesehen, aber auch nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Es existieren deshalb bisher nur sehr wenige Beispiele für eine umgesetzte Abkopplung von der Fernwärmeversorgung (vgl. Beispiel in Kapitel 1.3.2). Aufgrund der vielschichtigen Gemengelage können eindeutige Tendenzen derzeit nicht abgeleitet werden. Soweit ein Energieträgerwechsel langfristig keine signifikanten Vorteile wie deutlich günstigere Wärmepreise erwarten lässt, wird aber wohl nur eine verhaltene Abkopplung von der Fernwärmeversorgung eintreten. Die kritische Hinterfragung der Fernwärmeversorgung durch die Wohnungswirtschaft stellt aber dennoch keine günstige Ausgangsbedingung – zumindest in Ostdeutschland – für einen Ausbau der Fern-/Nahwärmeversorgung dar.

Als Fazit aus den Interessen und dem sich abzeichnenden Verhalten der Wohnungswirtschaft lassen sich folgende Aspekte im Hinblick auf die Wärmeversorgung zusammenfassen:

- Im Vordergrund der Interessen steht die Vermietung des Wohnungsbestandes. Die Wärmeversorgung (Versorgungssystem und Wärmekosten) ist vor allem insoweit aus Sicht der Wohnungswirtschaft von Bedeutung, als dass sie Einfluss auf die Vermietbarkeit besitzen kann.
- Von der Wohnungswirtschaft werden die spezifischen Systemvorteile (z.B. geringer Aufwand, Betreuung einer Heizzentrale entfällt) der Fernwärmeversorgung geschätzt.
- Das vergleichsweise hohe Preisniveau der Fernwärmeversorgung hat zu einer hohen Bereitschaft in der Wohnungswirtschaft geführt, sich von diesem System abzukoppeln und alternative Versorgungslösungen auf Basis fossiler und erneuerbarer Energien in Betracht zu ziehen. Da in Verbindung mit weiteren städtebaulichen Maßnahmen die Fernwärmekosten perspektivisch weiter steigen werden, wird auch die Bereitschaft zum Systemwechsel zunehmen.
- Tendenziell ist die Wohnungswirtschaft nicht daran interessiert, eine eigene Wärmeversorgung aufzubauen und zu unterhalten, sondern dies eher durch Dritte (Contracting) durchführen zu lassen. Diese Sichtweise ergibt sich zum Teil auch aus dem engen finanziellen Rahmen für Investitionen, der den Wohnungsbaugesellschaften zur Verfügung steht.

Die zuvor gemachten Ausführungen zur Charakterisierung der Sichtweise der Wohnungswirtschaft lassen sich tendenziell auch auf private Eigentümer von Mehrfamilienhäusern übertragen. Die individuelle Bewertung der Situation ist hier zwar noch vielschichtiger und die Neigung der Eigenverantwortlichkeit – wie etwa eine Investition nicht durch Contractoren durchführen zu lassen – ausgeprägter, aber in der Regel stehen auch bei dieser Eigentümergruppe die Renditeaspekte im Vordergrund, so dass die Wärmeversorgung nur Mittel zum Zweck ist.

7.2.1.2 Eigentümer von Ein-/Zweifamilienhäusern und Selbstnutzer von Wohnungseigentum

Der Blickwinkel der Eigentümer von Ein-/Zweifamilienhäusern (EZFH) bzw. Selbstnutzern von Wohnungseigentum unterliegt in starkem Maße der individuellen Identifizierung mit dem eigenen Haus und der persönlichen finanziellen Leistungsfähigkeit im Hinblick auf Investitionen im Zusammenhang mit der Energieversorgung. Soweit die finanzielle Leistungsfähigkeit vorhanden ist, werden Investitionen nur zum Teil einer „harten“ Renditebetrachtung unterzogen. Das Image von Erdgas hat jedenfalls bisher im Neubausektor Anschlussquoten von etwa 80 bis 90 % ermöglicht, obwohl bei einem Wirtschaftlichkeitsvergleich eine Heizölheizung oder andere Wärmesysteme durchaus günstiger sein könnten.⁴⁹ Gleichfalls wird im Gebäudebestand der EZFH eine nachträgliche Verbesserung des Wärmedämmstandards eher und ohne die Anlegung strenger Renditebetrachtungen durchgeführt, als dies von Seiten der Wohnungswirtschaft bei MFH der Fall ist.

Soweit EZFH an eine Fernwärme- oder Nahwärmeversorgung bereits angeschlossen sind, sind sie in gleicher Weise von den steigenden Wärmekosten betroffen wie der MFH-Bereich. Über eine vermehrte Abkopplung von EZFH von dieser leitungsgebundenen Wärmeversorgung liegen bisher keine gesicherten Informationen vor. Zu beobachten ist allerdings im EZFH-Bereich die deutlich zunehmende Installation von sekundären Heizsystemen in Form von Kaminen und Öfen zur Nutzung von Holz als zusätzlichem Energieträger. Dies geschieht unabhängig vom vorhandenen Energieträger.

Mit Blick auf einen Ausbau der Fern- und Nahwärmeversorgung im EZFH-Bereich ist dieses Marktsegment als eher wenig geeignet einzustufen. Neben der geringen Wärmedichte beruht diese Bewertung auch auf dem individuellen Verhalten der Eigentümer. Im Bestand der EZFH müsste bei der Neuerichtung eines Netzes ein nahezu zeitgleicher Anschluss der Gebäude an eine Fern- oder Nahwärmeversorgung erfolgen, wenn die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit gegenüber einzelnen Gebäudeheizungen gewährleistet werden soll. Aufgrund der individuellen Verhaltensweisen der zahlreichen Eigentümer erscheint dies aber wenig aussichtsreich, wenn nicht – wie aber in der Regel nicht zu erwarten ist – deutliche Preisvorteile gegenüber dem vorhandenen Wärmeversorgungssystem bestehen.

Bei einem Neubaugebiet für EZFH könnte eine Nahwärmeversorgung, wenn sie zudem zum Beispiel auf Basis von Holz eine preiswerte Versorgung ermöglicht, eine Alternative zur Gebäudeheizung darstellen. Da der Neubausektor jedoch nur ein kleines Marktsegment mit abnehmender Tendenz darstellt, kann hier allenfalls ein punktuelles Marktwachstum für die Fern- und Nahwärmeversorgung realisiert werden.

Die Situation bei selbst genutztem Wohneigentum ist zwar ähnlich wie bei Eigentümern von EZFH, aber aufgrund des Einigungsbedarfs in der Eigentümergemeinschaft ein Systemwechsel bei der Wärmeversorgung weitaus schwieriger zu realisieren. Dies gilt vor allem, wenn möglicherweise größere Investitionsentscheidungen getroffen werden müssen. Da häufig ein mehr oder weniger großer Anteil der Eigentumswohnungen als Investitionsobjekt

⁴⁹ Aktuell ist allerdings zu beobachten, dass die Anschlussquoten auf Grund der Erdgaspreise und Diskussionen über die Versorgungssicherheit im Neubaubereich eher bei 50 % liegen und erneuerbare Energien (Holz und Wärmepumpentechnologien) deutlich an Marktanteilen gewonnen haben.

dient und keine Selbstnutzung durch die Eigentümer erfolgt, sind die Interessen der Eigentümer häufig eher mit denen der privaten Wohnungswirtschaft vergleichbar.

7.2.2 □ Interessen und Strategien der Wärmeversorger

Die Strukturen auf der Seite der Wärmeversorger sind geprägt einerseits durch die klassischen Fernwärmeunternehmen mit einer Einbindung in lokale Energieversorgungsunternehmen (Querverbund) und andererseits „unabhängigen“ Wärmeversorgern, die sich vielfach auf eine Fern-/Nahwärmeversorgung spezialisiert haben. Aufgrund zunehmender Contracting-Aktivitäten der Versorgungswirtschaft und Konzentrationen in der Versorgungswirtschaft bestehen vielfach allerdings eigentumsrechtliche Verbindungen zwischen den beiden zuvor genannten Akteursgruppen.

7.2.2.1 Versorgungswirtschaft

Die Marktentwicklung bei der Fernwärmeversorgung und damit verbunden auch bei den Netzen ist in den zurückliegenden 15 Jahren durch sehr unterschiedliche Tendenzen in West- und Ostdeutschland geprägt. Während in Westdeutschland in den 1990er Jahren das Fernwärmenetz noch kontinuierlich ausgebaut wurde und gegenüber 1990 die Netzeinspeisung um etwa 25 % angestiegen ist, war in Ostdeutschland der Schwerpunkt zunächst die Netzsanierung zur Erhaltung der Versorgungsstrukturen. Die stark verbreitete Fernwärmenutzung konnte in Ostdeutschland zwar weitgehend erhalten bleiben, aber der Fernwärmebedarf sank u.a. aufgrund des Rückgangs der Nachfrage aus der Industrie, der Anwendung der verbrauchsabhängigen Heizkostenabrechnung und Wärmedämmmaßnahmen deutlich /AGFW 2005/. In Ostdeutschland kam in Laufe der 1990er Jahre einhergehend mit den Bevölkerungsverlusten die Leerstandsproblematik insbesondere in den mit Fernwärme versorgten Plattenbausiedlungen hinzu, so dass nunmehr in Zusammenhang mit dem Programm „Stadtumbau Ost“ ein Rückbau des Fernwärmenetzes erfolgt.

Der Trend der weiteren Entwicklung geht in Richtung einer Anschlussverdichtung in bestehenden Netzen und Errichtung von Nahwärmeinseln mit dezentralen BHKW [AGFW 2005].

Aufgrund der im Kapitel zuvor dargestellten noch im „Überlegungsstadium“ befindlichen Optionen einer Abkopplung von der Fernwärmeversorgung bei der Wohnungswirtschaft in Ostdeutschland bestehen bei den Wärmeversorgern durchaus Strategien, diesen Bestrebungen entgegenzuwirken. Ein zukunftssträchtiger Ansatz besteht darin, auch künftig – nach Auslaufen von Fernwärmelieferverträgen – die Wärmelieferung zu übernehmen. Dabei wird das Wärmecontracting-Prinzip verfolgt. Wenn eine kostengünstige Fernwärmelieferung nicht gewährleistet werden kann, soll diese auf eine Nahwärmelieferung – dezentrale Wärmeerzeugung im unmittelbaren Wohngebiet – umgestellt werden. Hinsichtlich der Einsatzenergieträger (Erdgas, Biomasse, Biogas, Müll, aber auch Heizöl) werden keine Beschränkungen gesehen. Die kostengünstigste Art der Wärmebereitstellung wird angestrebt, um auf dem Markt zu bleiben. Gerade Stadtwerke verfolgen das Ziel, auch bei zunehmender Unwirtschaftlichkeit der Fernwärmenetze weiterhin Wärmeversorger der bisher versorgten Wohngebiete zu bleiben.

Weitere Unterschiede hinsichtlich der Betrachtungsweise zwischen Ost- und Westdeutschland zeichnen sich auch bei künftigen Netzerneuerungsmaßnahmen ab. Während in Ostdeutschland die Fernwärmenetze vor allem in den 1990er Jahren weitgehend vollständig saniert wurden und somit noch eine langfristige Versorgungsaufgabe wahrnehmen können, werden in Westdeutschland auf Grund des zunehmenden Leitungsalters künftig vermehrt Ersatzinvestitionen vorzunehmen sein. Während der Ausbau der Fernwärmeversorgung vor dem Hintergrund der Ölpreiskrisen mit dem Zukunftsinvestitionsprogramm gefördert wurde, müssen künftig die Netze ohne Förderung erneuert werden. Es kann sich unter betriebswirtschaftlichen Aspekten für die Versorgungsunternehmen durchaus als attraktiver erweisen, auf eine Erneuerung der Fernwärmenetze – jedenfalls zum Teil – zu verzichten. Dies bietet sich vor allem in jenen Stadtgebieten an, die historisch bedingt neben dem Fernwärmenetz parallel auch noch über ein Gasnetz verfügen. Technisch ist zudem die Stilllegung von Teilen des Fernwärmenetzes häufig eher und einfacher zu realisieren als das bestehende Gasnetz zurückzubauen.

Im Zusammenhang mit der Liberalisierung der Energiemärkte und die damit verbundenen Auflagen einer Trennung von Erzeugung, Verteilung und Vertrieb hat zum Teil auch Auswirkungen auf die bisher geschlossene Systemkette der Fernwärmeversorgung, obwohl diese direkt nicht in das Unbundling der Strom- und Gasversorgung einbezogen ist. Unabhängig von möglichen eigentumsrechtlichen Querverbindungen existieren heute bereits Fernwärmeversorgungsstrukturen, wo die drei Aktivitätsbereiche Erzeugung, Verteilung und Vertrieb von unterschiedlichen Gesellschaften durchgeführt werden und die Strategie der Einzelunternehmen nicht zwangsläufig in eine Richtung weisen. Dies gilt vor allem dann, wenn unterschiedliche Eigentümerstrukturen in den Einzelunternehmen bestehen.

Für die vorhandene Fern- und Nahwärmeversorgung ergeben aus dieser Situation zurzeit keine grundsätzlichen Probleme. Anders kann sich dies aber bei notwendigen Netzerneuerungsmaßnahmen und insbesondere bei Netzausbaumaßnahmen darstellen. Konnte bisher eine „Risikoteilung“ bei Investitionen über alle Unternehmensbereiche erfolgen, müsste nunmehr die Investitionslast für das Fern-/Nahwärmenetz ausschließlich vom Verteilunternehmen übernommen werden. Aufgrund der gewachsenen Renditeanforderungen an die Unternehmen der Versorgungswirtschaft werden zudem Investitionen in langfristige Kapitalanlagen erschwert, so dass aus dieser Situation heraus das Interesse eher in die Richtung der Verdichtung bestehender Versorgungsstrukturen geht als in einen weiteren Netzausbau über das bestehende Versorgungsgebiet hinaus.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass der Blick der Fernwärmeversorger für die Zukunft unter den gegebenen energiewirtschaftlichen und förderseitigen Rahmenbedingungen nicht auf einen nennenswerten Ausbau der Fernwärmenetze gerichtet ist. Die von den Wärmedichten her attraktiven Siedlungsgebiete sind bereits erschlossen oder werden über das Gasnetz versorgt, so dass in der Regel aus heutiger Sicht keine nennenswerten wirtschaftlichen Erschließungspotenziale mehr vorhanden sind. Da sich der Wohnungsneubau vorrangig außerhalb der dichter besiedelten Stadtgebiete vollzieht, kann aus diesen Bauaktivitäten gleichfalls kein nennenswertes Anschlusspotenzial für die Fernwärmeversorgung entstehen. Das vorrangige Interesse der Akteure in diesem Marktsegment liegt in der Erhaltung der bestehenden Versorgungsgebiete und einer Anschlussverdichtung entlang bestehender Netz-

trassen. Punktuelle Netzerweiterungen oder die Errichtung von Nahwärmenetzen bleiben von dieser generellen Bewertung ausgenommen.

7.2.2.2 „Unabhängige“ Wärmeversorger

Neben den klassischen Fernwärmeversorgern, die der Versorgungswirtschaft zugeordnet werden können, existiert noch eine Vielzahl von „unabhängigen“ Betreibern von Fern- und Nahwärmenetzen. Die Versorgungssituation dieser Unternehmen unterscheidet sich im Grundsatz nicht von der Situation der Versorgungswirtschaft. Tendenziell werden allerdings kleinere Fernwärmenetze und in der Mehrzahl eher Nahwärmenetze betrieben. Für die weitere Entwicklung von besonderer Bedeutung werden wohl eher Contractinglösungen sein, die mittels des spezifischen Know-hows der Contracting-Unternehmen vollständige Systemlösungen anbieten und damit die Verantwortung zur Wärmeversorgung dem Gebäudeeigentümer abnehmen. Diese Art der Wärmeversorgung ist vor allem für die Wohnungswirtschaft bzw. den gesamten Mietwohnungsbereich interessant, da damit innovative Versorgungslösungen realisiert werden können, ohne dass seitens der Gebäudeeigentümer investive Maßnahmen erforderlich sind.

Die Vielzahl der Ein-/Zweifamilienhäuser ist bisher weniger ein Geschäftsfeld der Contracting-Unternehmen, da die Kleinteiligkeit und Objektgröße dieses Marktsegments wenig attraktiv ist. Dieses Marktfeld für eine objektbezogene KWK-Nutzung wäre eher dem Heizungs- und Sanitärhandwerk zuzuordnen. Hier besteht ein Handlungsbedarf sowohl hinsichtlich notwendiger Fortbildung als auch Marketingmaßnahmen in dieser Branche.

Insbesondere im Zusammenhang mit der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mittels des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) treten neue Marktakteure auf und das EEG bietet Anreize zum Ausbau der KWK-Nutzung vor allem in Richtung einer Nahwärmeversorgung mit kleinen Netzen oder objektbezogener KWK. Dies gilt vorrangig und aufgrund der Vielzahl der bereits installierten und geplanten Anlagen für die Biomassenutzung und in geringerem Umfang auch für die Geothermienutzung.

Wurden in der Vergangenheit Anlagen mit der Nutzung fester Biomasse (Holz) eher unter Ausnutzung der maximalen förderfähigen Anlagengröße (20 MW) gebaut und dabei vielfach auf eine KWK-Nutzung aufgrund der günstigen Rahmenbedingungen – wie preisgünstige Brennstoffversorgung und attraktive Einspeisevergütung – verzichtet, zeichnet sich in diesem Marktsegment eine verstärkte Tendenz zur KWK-Nutzung ab. Da nunmehr in der Regel nicht mehr auf preisgünstiges Holz als Brennstoff zurückgegriffen werden kann, die Degression der Einspeisevergütung zur Kostenoptimierung beiträgt und der KWK-Bonus zusätzliche Anreize bietet, werden tendenziell in diesem Marktsegment der Biomassenutzung künftig nur noch Anlagen mit KWK-Nutzung realisiert, um einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu ermöglichen. Um die Anlagen an den häufig punktuellen Wärmebedarf zum Beispiel eines Industrieunternehmens anzupassen, werden auch die Anlagengrößen künftig eher in kleineren Leistungseinheiten gebaut als bisher. Auch wenn es sich hier eher um ein kleineres Marktsegment handelt, ist bei den Akteuren ein großes Interesse zur Realisierung von KWK-Anlagen vorhanden.

Die Situation bei der Verstromung von Biogas ist durch einen anhaltenden Boom gekennzeichnet und mittlerweile existieren etwa 3.000 Anlagen. Obwohl mit der Nutzung des KWK-Bonus für diese Anlagen ein attraktiver Anreiz zur KWK-Nutzung besteht, lässt sich diese an den Anlagenstandorten im ländlichen Raum in der Regel nur selten realisieren. Die Wärmenutzung beschränkt sich meistens auf die Wärmeversorgung der Wohn- und Wirtschaftsgebäude am Anlagenstandort des Anlagenbetreibers. Die weitere Versorgung zum Beispiel naheliegender Ortschaften scheitert an zu geringen Wärmedichten, den Kosten für das Nahwärmenetz, zu geringer Anlagengrößen oder auch an dem fehlenden Know-how der Anlagenplaner und -betreiber für komplexere Systemlösungen, die über die Stromerzeugung hinausgehen. Das Bestreben der Betreiber von Biogasanlagen geht zudem tendenziell vermehrt in die Richtung, statt einer Verstromung das Biogas in das Erdgasnetz einzuspeisen und damit andere attraktivere Marktfelder zu erschließen (vgl. Best Practice: Biogas ins Erdgasnetz). Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass aufgrund der Anlagenstandorte nur in begrenztem Umfang von Seiten der Anlagenbetreiber aktiv eine Nahwärmeversorgung verfolgt wird.

Die bestehenden Projekte zur geothermischen Stromerzeugung sind bis auf wenige Ausnahmen mit einer KWK-Nutzung verbunden. Hierbei wird sowohl der Weg einer Einspeisung in bestehende Fern-/Nahwärmenetze gewählt als auch versucht, neue Netze aufzubauen (vgl. Best Practice: Geothermie & Nahwärmeversorgung in Unterhaching).

Als Fazit kann festgestellt werden, dass ausgehend vom EEG die entsprechenden Anlagenbetreiber ein großes Interesse an der KWK-Nutzung besitzen, diese aber vor allem mit Blick auf Biogasanlagen nur eingeschränkt zu realisieren ist.

BEST PRACTICE: Biogas ins Erdgasnetz

Die Stadtwerke Aachen (STAWAG) bauen im etwa 50 km entfernten Kerpen eine Biogasanlage. Da die Kapazitäten zur Versorgung der Anlage mit jährlich 25.500 Tonnen Silomais in Aachen begrenzt sind, hat sich die STAWAG zum Bau der Anlage in einem Gewerbegebiet in Kerpen entschlossen. Das Biogas wird auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Gasnetz der RWE eingespeist. Im Stadtgebiet von Aachen wird das „Biogas“ in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Für die Biogasanlage und die Blockheizkraftwerke werden zusammen 9,5 Mio. Euro investiert. Die Anlage soll noch im Jahr 2006 in Betrieb gehen und es gibt bei der STAWAG bereits Planungen, weitere Anlagen zu bauen.

Quelle: <http://www.stawag.de>

BEST PRACTICE: Geothermie & Nahwärme in Unterhaching

Beim Geothermieprojekt Unterhaching bei München werden erstmals im süddeutschen Molassebecken zwei Bohrungen in mehr als 3.300 m Tiefe niedergebracht, wodurch Thermalwasser von 122 °C und einer Förderate von 150 l/s zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Die eigens für derartige Parameter entwickelte Förderpumpe wird das Thermalwasser in die erste Kalina-Anlage Deutschlands speisen. Nach der Stromerzeugung wird die im Thermalwasser enthaltene Restwärme zur Versorgung eines neu gebauten Fernwärmenetzes mit einer Anschlussleistung 28 MW_{th} in der ersten Ausbauphase genutzt. Die erste Stromeinspeisung ist für Sommer 2007 geplant, die ersten Wärmeabnehmer sollen bereits 2006 versorgt werden.

Quelle: <http://www.geothermieprojekte.de>

BEST PRACTICE: Fernwärmeschiene Saar

Mit dem Bau der Fernwärmeschiene Saar wurde im Jahr 1976 begonnen. Nach mehreren Bauphasen wird heute die Abwärme mehrerer Kraftwerke und Industriebetriebe eingespeist und zur Fernwärmeversorgung verschiedener Städte genutzt. Abgesehen von der Stadt Saarbrücken, musste zudem in den übrigen Städten das Fernwärmenetz vollständig neu aufgebaut werden.

Quelle: <http://www.fvs.de>



BEST PRACTICE: Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen

Das Biomasse-Heizkraftwerk hat im Jahr 2001 seinen Betrieb aufgenommen. Ausgehend von einer an den örtlichen Gegebenheiten ausgerichteten Energieplanung wurde auf Basis einer exakten Bedarfsermittlung die Anlage maßgeschneidert ausgelegt. Für die Wärmeverteilung wurde ein neues Fernwärme- und Ferndampfnetz mit einer Länge von fast 20 km gebaut. Eine optimale hohe ganzjährige Nutzung der Anlage wird durch eine Kraft-Wärme- und Kältekopplung erreicht. Zu den etwa 150 Wärme- und Kälteabnehmern gehören Industrieunternehmen, öffentliche Einrichtungen und Haushalte.

Als Brennstoff werden jährlich etwa 88.000 t unbehandelte Hölzer (Waldhackschnitzel, Sägewerksrestholz) aus der Region eingesetzt. Durch die Holznutzung werden fossile Brennstoffe mit einem Energieäquivalent von rund 22 Mio. Liter Heizöl und 69.000 t CO₂ eingespart. Im Vergleich zu 1990 verringerte die Stadt Pfaffenhofen dadurch ihre CO₂-Emissionen um rund ein Drittel.

Quelle: Biomasse Heizkraftwerk GmbH; eta Energieberatung GbR: Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen. Abschlussbericht vom November 2003. Internet: <http://www.bmhkw.de>

7.3 Flankierende energie- und klimapolitische Instrumente

Um den Beitrag der Fern- und Nahwärmeversorgung zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele zu unterstützen, muss zwischen folgenden zwei generellen Handlungsebenen differenziert werden:

- Für die Erzeugung der Fern- und Nahwärme ist eine effiziente und möglichst mit geringen CO₂-Emissionen verbundene Erzeugung notwendig.
- Die Erhaltung und der Ausbau der Fern- und Nahwärmeversorgung erfordern zielgerichtete Maßnahmen für die Netze.

In der Regel werden nur kombinierte Maßnahmen, die sowohl auf die Erzeugung als auch auf die Netze ausgerichtet sind, eine nachhaltige Förderung der Fern- und Nahwärmeversorgung ermöglichen. Die Zielrichtung bestehender Instrumente ist in der Regel vorrangig jedoch nur auf eine dieser beiden Komponenten – allerdings mit Wirkungen auf das Gesamtsystem – ausgerichtet. Für die Fern- und Nahwärmeversorgung sind vor allem folgende bestehenden Instrumente von Bedeutung:

- Mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) wird die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung über eine zusätzliche Vergütung gefördert. Mit der Novelle des Gesetzes im Jahr 2002 ist zudem ausdrücklich auch das Ziel des Ausbaus der Fern- und Nahwärmeversorgung verbunden. In der Regel endet der KWK-Zuschlag aber im Jahr 2010 und für die Zeit danach ist noch keine Nachfolgeregel in Sicht.⁵⁰
Obwohl der im KWKG für das Jahr 2004 vorgesehene Zwischenbericht zur Zielerreichung noch nicht vorliegt, zeichnet sich ab, dass bisher zwar eine ganze Reihe von Kraftwerksmodernisierungen und auch Kraftwerksneubauten vorgenommen wurden, aber eine vollständige Zielerreichung in Frage steht und insbesondere ein Ausbau im Sinne von Netzerweiterungen wohl nicht erreicht wurde /AGFW 2006/. Zwischenzeitlich haben sich die Bedingungen, auch durch den zunehmenden Leerstand in den WE mit Fernwärmeversorgung, wieder verschlechtert, so dass die staatlich festgelegten Förderungen für den KWK-Betrieb in den meisten Fällen keinen Marktvorteil gegenüber anderen Formen der Wärmeversorgung mehr bieten.
Als vorläufige Zwischenbewertung des KWKG kann somit geschlussfolgert werden, dass das Gesetz für einen Netzausbau zur Fern- und Nahwärmeversorgung nur unzureichend geeignet ist.
- An anderer Stelle wurde bereits darauf verwiesen, dass der Wettbewerb zwischen Fern- und Nahwärme gegenwärtig durch bestehende Fernwärmeanschlusszwänge beeinflusst wird. In nahezu allen Kommunen mit einer Fernwärmeversorgung haben die Stadtverwaltungen in den 1990er Jahren in Ostdeutschland kommunale Fernwärmesatzungen erlassen, die Fernwärmevorranggebiete ausweisen und einen Fernwärmeanschlusszwang festlegen. Begründet werden diese Maßnahmen mit den Anforderungen des Umweltschutzes, der durch eine Fernwärmeversorgung auf Basis einer Kraft-Wärme-Kopplung besser gewährleistet ist. Damit sind Gebäudeeigentümer, die in solchen Vorranggebieten Wohngebäude unterhalten, zu einem Anschluss an die Fernwärmeversorgung verpflichtet. Wirtschaftlich günstigere Lösungen für die Wärmeversorgung, z. B. eine dezentrale Versorgung durch ein Nahwärmekonzept (gebäudebezogen oder mehrerer Gebäude), sind damit ausgeschlossen. Es existieren eine Reihe von Gerichtsurteilen, die die Rechtmäßigkeit des Benutzungs- und Anschlusszwanges bestätigen. Allerdings sind auch Gerichtsentscheide bekannt, die sich gegen einen Anschlusszwang aussprechen, vornehmlich nach Klagen von Privatinvestoren.
- Im Zusammenhang mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das vorrangig das Ziel einer Ausweitung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verfolgt, wird die KWK-Nutzung bei Biomasse zusätzlich mit einem KWK-Bonus gefördert. Hierdurch wird ein Anreiz gegeben, sowohl bestehende Erzeugungsanlagen auf Erneuerbare Energien umzustellen als auch neue Wärmenetze – dann aber eher in Form einer Nahwärmeversorgung – zu installieren. Im Bereich der Biomassenutzung könnte dies insbesondere im ländlichen Raum zu neuen Nahwärmesystemen führen.

⁵⁰ Klein-Anlagen bis 50 kW und neue Brennstoffzellenanlagen erhalten für 10 Jahre ab dem Tag des Dauerbetriebs den KWK-Zuschlag, so dass diese Förderung über das Jahr 2010 hinaus geleistet werden kann.

Aufgrund der erst kurzen Entwicklungsphase und laufender Untersuchungen (Monitoring der Biomasseverordnung) ist es für eine abschließende Bewertung der Wirkungen noch zu früh. Als vorläufige Zwischenbewertung des EEG mit Blick auf die KWK-Nutzung kann geschlussfolgert werden, dass durch die Errichtung neuer Anlagen zum Teil zwar eine Wärmeauskopplung in bestehende Netze erreicht wurde, ein Ausbau von Netzen bisher aber eher die Ausnahme war. In der Regel sind am Anlagenstandort keine oder nur wenige Wärmenutzer vorhanden und selbst der Aufbau von kleinen Nahwärmenetzen gestaltet sich wegen des notwendigen Abstimmungsbedarfs zwischen den individuell handelnden potenziellen Wärmeabnehmern schwierig.

Im Bereich der festen Biomassenutzung (Holz) ist zu beobachten, dass ein Wechsel von Großanlagen (20 MW) zu eher kleineren Anlagen erfolgt, da es dann leichter fällt, einen geeigneten Wärmeabnehmer (z.B. Industriebetrieb) zu finden.

Bei Biogasanlagen, deren Standorte eher in ländlichen Regionen sind und die mit etwa 3.000 Anlagen mit Abstand die Mehrzahl der Anlagen darstellen, gestaltet sich die Wärmeabgabe wegen fehlender Wärmeabnehmer besonders schwierig. Bei diesen Anlagen werden hauptsächlich nur die direkt an den Standort angrenzenden Wirtschafts- und Wohngebäude des Anlagenbetreibers mit Wärme versorgt. Eine Nahwärmeversorgung im Sinne der Versorgung mehrerer Gebäude unterschiedlicher Eigentümer mit einem Netzbetrieb ist in der Regel nicht vorhanden. Der Aufbau neuer Netze ist mit noch größerem Aufwand verbunden und übersteigt – hier wieder mit Blick auf die Biomassenutzung – insbesondere die landwirtschaftlichen Betriebe, die nicht über das Know-how für eine umfassende Energieversorgung verfügen.

- Mit den Regelungen zum Emissionshandel im Rahmen des Kyoto-Prozess sind Vorteile für KWK-Anlagen im Vergleich zu Anlagen ohne Wärmeauskopplung verbunden. Der Allokationsplan für die Periode 2008 bis 2012 stellt mit einem Erfüllungsfaktor von 0,9875 geringere Anforderung an die CO₂-Minderungsverpflichtung für Bestandsanlagen als dies für Anlagen zur ausschließlichen Stromerzeugung mit einem Erfüllungsfaktor von 0,85 der Fall ist. Die Zuteilung von CO₂-Emissionszertifikaten für neue KWK-Anlagen erfolgt nach einer speziellen Benchmark-Regel (Doppel-Benchmark für Strom und Wärme). Hierbei können sich Vorteile gegenüber reinen Kondensationskraftwerken ergeben. Zudem erhalten KWK-Anlagen je erzeugter GWh Strom im KWK-Prozess eine zusätzliche CO₂-Zuteilung von 27 t. Diese Regelungen beziehen sich allerdings nur auf Anlagen ab 20 MW thermischer Feuerungsleistung.
- Im Rahmen von Förderprogrammen mit zinsverbilligten Krediten der KfW wird zum Beispiel im Zusammenhang mit dem CO₂-Gebäudesanierungsprogramm der Anschluss an eine Fern- oder Nahwärmeversorgung gefördert. Überwiegend im kommunalen Eigentum befindliche Unternehmen können für Infrastrukturmaßnahmen zur Ver- und Entsorgung gleichfalls verbilligte Kredite in Anspruch nehmen.
Mit dem Angebot dieser zinsverbilligten Kredite wird zwar sowohl auf der Nachfrageseite als auch auf der Angebotsseite ein Anreiz für eine zusätzliche Nutzung (Nachfrage) bzw. einen Ausbau (Angebot) geschaffen, aber wesentliche Effekte insbesondere im

Hinblick auf einen Netzausbau können hiervon nicht erwartet werden. Dies vor allem vor dem Hintergrund einer eher rückläufigen Wärmenachfrage in bestehenden Fernwärmenetzen.

- Nach der Wärmeschutzverordnung sowie der ab 2002 gültigen Energieeinsparverordnung ist gewährleistet, dass im Wohnungsneubau (EZFH, MFH) ein hoher Wärmeschutzstandard eingehalten wird. Beide Verordnungen hatten empfohlen, die festgelegten Kennwerte auch bei einer grundlegenden Gebäudesanierung anzuwenden. Anders als für den Wohnungsneubau bestand hierfür keine verpflichtende Bindung, es wurde an die Freiwilligkeit appelliert. Aus Kostengründen realisierten die Gebäudeeigentümer jedoch nur in Ausnahmefällen die vorhandenen Einsparpotenziale. Das gilt vor allem für den Bereich der MFH, weil unter den Bedingungen des Wohnungsmarktes keine oder nur sehr lange Amortisationszeiten für die mit der Wärmedämmung verbundenen Kosten bestehen. Erhöhte Mietkosten aus der Wärmedämmung müssen sich im jeweiligen Jahr durch mindestens gleich hohe Einsparungen bei den Wärmekosten ausgleichen, wenn es für die Mieter (wirtschaftlich) attraktiv sein soll. Insbesondere das in den 1990er Jahren bestehende niedrige Energiepreisniveau hat bei Modernisierungs- bzw. Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand die Frage nach einem optimierten Wärmeschutz in den Hintergrund gedrängt. Vor allem die bauliche Verbesserung und Steigerung des Wohnkomforts stand bisher im Vordergrund. Ideelle Verhaltensweisen bzgl. des Umweltschutzes bleiben von dieser Grundaussage unberücksichtigt.

Mit steigenden Energiepreisen ist der Blick auf die „zweite Miete“ zwar wieder zu einem wichtigen Thema geworden und wird sicherlich auch im Zusammenhang mit dem noch einzuführenden Gebäudeenergiepass an Bedeutung gewinnen, aber daraus ist noch kein konkreter Vorteil für eine Fern- oder Nahwärmeversorgung für mehrere Gebäude abzuleiten. Wie bereits zuvor dargestellt wurde, führen ein hoher Wärmedämmstandard und die spezifische Situation der Fernwärmeversorgung – vor allem in Ostdeutschland – eher zu einer im Wettbewerb mit anderen Energieträgern ungünstigen Situation, da die Verteilungskosten über Wärmenetze zunehmen und die Wettbewerbsfähigkeit erschweren wenn nicht sogar verhindern.

Neben den genannten, vor allem nationalen Instrumenten, bestehen, wenn auch weniger einflussreich, europaweit bzw. in den einzelnen Bundesländern weitere Unterstützungsmaßnahmen für die Fernwärme. In Bezug auf die EU-Ebene sei zum Beispiel auf die Richtlinie 2004/8/EG hingewiesen, die den Zweck verfolgt, die Energieeffizienz zu erhöhen und die Versorgungssicherheit zu verbessern, indem ein Rahmen für die Förderung und Entwicklung einer hocheffizienten, am Nutzwärmebedarf orientierten und auf Primärenergieeinsparung ausgerichteten KWK geschaffen wird (Artikel 1 der EU-Richtlinie). Eine Verpflichtung zur Schaffung nationaler Fördermaßnahmen enthält die Richtlinie allerdings nicht. Sie ist eher als eine Richtungsvorgabe zu verstehen, in den EU-Ländern der KWK eine erhöhte Aufmerksamkeit zu schenken. Allerdings sind die EU-Länder verpflichtet, eine nationale Potenzialstudie zu erstellen (Artikel 6 der EU-Richtlinie).

Aus den bestehenden Instrumenten mit direkten und indirekten Wirkungen für die Fern- und Nahwärmeversorgung ergibt sich bereits ein umfassendes Maßnahmenbündel zu deren För-

derung. Es zeichnet sich allerdings ab, dass mit Blick auf einen Ausbau der leitungsgebundenen Fern- und Nahwärmeversorgung sowohl die Einzelinstrumente als auch Kombinationen davon (z.B. KWKG und Emissionshandel) nicht ausreichen, um unter den gegebenen und sich abzeichnenden Rahmenbedingungen eine nennenswerte Wirkung hervorzurufen. Die Wirkung konzentriert sich gegenwärtig mehr auf die Erzeugungsseite und nicht auf die Verteilungsebene. Die mit den Instrumenten verbundenen Anreize zur KWK-Nutzung reichen somit in der Regel nicht aus, neue Netze aufzubauen oder bestehende Netze zu erweitern.

Welche flankierenden Maßnahmen wären somit erforderlich, um einen Netzausbau voranzutreiben? Hier zeigt ein Blick in die Vergangenheit, dass bei zum Teil günstigeren Marktbedingungen für die Versorgungsunternehmen nur mit Hilfe von Förderung in Rahmen der unterschiedlichen Zukunftsinvestitionsprogramme der Netzausbau realisiert werden konnte bzw. in Ostdeutschland die Modernisierung der Fernwärmenetze durchführbar war. Unter den Rahmenbedingungen eines Energiemarktes erscheint es wenig aussichtsreich, dass ein nennenswerter Netzausbau von den Akteuren eigenständig durchgeführt werden kann. Mit Blick auf die Fernwärmeunternehmen ist deren Situation besonders in Ostdeutschland aus dem Netzausbau in Zusammenhang mit dem Stadtumbau Ost und künftig auch in ähnlicher Weise in Westdeutschland (z.B. Netzerneuerung) durch finanzielle Belastungen geprägt. Ein deutlicher Impuls für einen Netzausbau wird wohl nur durch die finanzielle Förderung in Form von Zuschüssen möglich sein.

Für die Finanzierungshilfen kommt die klassische Zuschussförderung seitens der EU, des Bundes und der Länder in Frage. Für diese Form der Finanzierung werden die auf allen staatlichen Ebenen bestehenden angespannten Haushaltslagen jedoch nur wenig Spielraum lassen, so dass alternative Finanzierungslösungen in Betracht gezogen werden müssen.

- Hierbei könnte an bestehende Instrumente wie das KWKG oder das EEG angeknüpft werden. Eine entsprechende Bonusregelung, die an die tatsächliche Realisierung von Netzausbaumaßnahmen geknüpft wäre, könnte eine Finanzierungsform darstellen. Die von den Verbänden angestoßene Diskussion zum KWKG könnte hierzu eine erste Grundlage für eine Novelle des KWKG sein /AGFW 2006/. Wobei über die konkrete Ausgestaltung hierzu noch keine detaillierten Ausführungen in dem Positionspapier enthalten sind.
- Gleichfalls könnte eine entsprechende Regelung in einem Wärmegesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt aufgenommen werden.
- Wie bereits zuvor dargestellt wurde, bieten die bestehenden Regelungen zum CO₂-Emissionshandel keine ausreichende Anreizwirkung zum Ausbau von Wärmenetzen. Wird zum Beispiel mit dem Bau eines Wärmenetzes eine CO₂-Minderung gegenüber der vorherigen Wärmeversorgung erreicht, existieren noch keine Regelungen zur Anerkennung nationaler Projekte durch nationale Investoren und damit auch keine Zuteilung für frei verkäufliche CO₂-Zertifikate. Investitionen deutscher Investoren in CO₂-Minderungsprojekte werden nur anerkannt, wenn die Projekte im Ausland sind. Folglich müsste für entsprechende Projekte in Deutschland ein ausländischer Investor gefunden werden. Mit Blick auf die eher nationalen Akteure beim Ausbau von Wärmenetzen bzw. KWK-Anlagen wird hier eine Anpassung beim Regelungsbedarf gesehen.

Weiterhin geht beim Neubau von Wärmenetzen mit KWK und auf der Basis fossiler Energieträger (z.B. Erdgas) vom CO₂-Emissionshandel für Anlage ab 20 MW Feuerungsleistung keine ausreichende Anreizwirkung aus. Die KWK-Anlage erhält eine CO₂-Zuteilung und durch diese Anlage einschließlich Wärmeverteilung eingesparten CO₂-Emissionen durch den Ersatz anderer Feuerungsanlagen sowie die effizientere Stromerzeugung werden nicht berücksichtigt. Die Differenz zwischen CO₂-Mengen-Zuteilung für die neue KWK-Anlage und den von den ersetzten Anlagen zuvor freigesetzten CO₂-Mengen könnten durch eine entsprechende Regelung als frei handelbare CO₂-Zertifikate zugeteilt werden und damit als Teil einer Förderung dienen. Ein entsprechender Regelungsbedarf hierfür existiert bisher nicht.

Neben dem Aspekt der finanziellen Förderung müsste die leitungsgebundene Wärmeversorgung auch in stärkerem Umfang wieder Eingang in die stadtplanerischen Arbeiten auf der kommunalen Ebene finden. Für die Nahwärmeversorgung mehrerer Gebäude sind Flächen freizuhalten (Neubauplanung) und über die kommunale Ebene initiierte Konzepte könnten Nahwärmelösungen propagiert werden. Die kommunale Planungsebene müsste sich – nach dem Rückzug der öffentlichen Seite aus der Energieversorgung – wieder verstärkt mit koordinierenden (Planungs-)Aufgaben dem Thema der leitungsgebundenen Wärmeversorgung annehmen, so wie es in Westdeutschland in den 1970er und 1980er Jahren nach den Ölpreiskrisen sowie in Ostdeutschland zunächst in den ersten Jahren nach der Wiedervereinigung der Fall war. Aufgrund der im Zeitablauf geänderten Rahmenbedingungen ist eine Neubearbeitung von Energie- bzw. Klimaschutzkonzepten notwendig. Hierbei kann mit speziellem Blick auf den Ausbau von Wärmenetzen und KWK-Anlagen zum Teil an bestehende Konzepte oder an realisierte Projekte angeknüpft werden. Auf Grund des veränderten Energiepreisniveaus, das insbesondere in den 1990er Jahren wenig Anreiz zur Energieeinsparung bot, können nunmehr auch für den Ausbau der Wärmenetze umfangreichere Projekte in Betracht gezogen werden.

- Die Nutzung von Abwärmepotenzialen aus der Industrie ist im zurückliegenden Jahrzehnt eher vernachlässigt worden, obwohl damit eine kostengünstige und energiesparende Wärmequelle zur Verfügung steht. Inwieweit heute noch so umfangreiche Systeme wie bei der Fernwärmeschiene Saar neu aufgebaut werden können ist zwar fraglich, aber ohne eine entsprechende systematische Erfassung einerseits der Abwärmepotenziale und andererseits der Wärmesenken in einer Region oder auch im Rahmen von betrieblichen Energiekonzepten wird auch künftig keine Nutzung dieser „Energiequelle“ möglich sein (vgl. Best Practice: Fernwärmeschiene Saar).
- Im Rahmen von Energie- bzw. Klimaschutzkonzepten ist zudem die Identifizierung von Wärmeabnehmern zur Versorgung mittels eines Wärmenetzes zu intensivieren. Nur vor dem Hintergrund lokaler Detailkenntnisse kann eine realistische Umsetzungsstrategie – und hier auch unter Einbeziehung lokaler Biomassepotenziale – für Wärmenetze entwickelt werden (vgl. Best Practice: Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen). Die zuvor in Kapitel 4 dargestellten Potenziale für den Ausbau von Wärmenetzen

bleiben nur theoretische Werte, wenn nicht auf lokaler Ebene eine entsprechende Umsetzungsplanung einsetzt.

Im Hinblick auf die flankierenden energie- und klimapolitischen Instrumente kann zusammenfassend festgestellt werden:

- Es gibt bereits heute ein umfangreiches Instrumentarium, das zur direkten oder indirekten Förderung der KWK-Nutzung und damit auch zur Förderung von Wärmenetzen beiträgt. Die Wirkung dieser Instrumente hat bisher aber eher nur die Modernisierung oder Erneuerung der Erzeugungsanlagen bewirkt und weniger zu einem Ausbau der Netze beigetragen.
- Ein nennenswerter Ausbau der Wärmenetze war in der Vergangenheit immer mit mehr oder weniger großen staatlichen Förderprogrammen verbunden. Für die Unterstützung des weiteren Ausbaus von Wärmenetzen kann an die bestehenden Instrumente angeknüpft werden, allerdings sind die skizzierten Anreizwirkungen mehr auf den Ausbau der Wärmenetze zu beziehen, als dies in der Vergangenheit der Fall war.
- Letztendlich muss eine konkrete Umsetzung der identifizierten Potenziale für den Ausbau oder den Neubau von Wärmenetzen auf lokaler Ebene erfolgen. Hierzu sind lokale Energie- und Klimaschutzkonzepte wieder stärker in den Fokus zu rücken und eine Neubearbeitung unter Beachtung der neuen Herausforderungen notwendig.

8 Literatur

- (AGFW 1997)** Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. beim VDEW: F.G. Witterhold u.a.: Neuartige Wärmeverteilung. Schlussbericht für das BMBF-Vorhaben 0328789B, Forschungsstelle der AGFW, Frankfurt, 1997.
- (AGFW 2004)** Luzsch u.a., Strategien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und der regenerativen Energien (AGFW-Bericht zur pluralistischen Wärmeversorgung), Frankfurt, 2004.
- (AGFW 2004a)** AGFW-Arbeitsbericht 2004, Frankfurt, 2004.
- (AGFW 2005)** Hauptbericht der Fernwärmeversorgung, Frankfurt, 2004.
- (AGFW 2005a)** „District Heating and Cooling – Country by Country/2005 Survey“. Chapter „Germany“. Published by EuroHeat&Power, 2005.
- (AGFW 2005b)** W. Lutsch und F.-G. Witterhold; Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus der AGFW-Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“, Frankfurt, 2005.
- (AGFW 2005c)** AGFW-Arbeitsbericht 2005. AGFW, Frankfurt, 2005.
- (AGFW 2006)** AGFW, B.KWK, ver.di, VKU: Eckpunktepapier zur Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Frankfurt, 2006.
- (Alstom 2005)** J.O. Fabricius: Rahmenbedingungen, Bautechniken und Baukosten des Fernwärmeleitungsbaus. Aus Forschung und Entwicklung – Mitteilungen der Forschungsstelle und des Forschungsbeirates der AGFW, Heft Nr. 10: Das Wachstumspotenzial der Nah- und Fernwärme und Voraussetzungen für den Ausbau, Frankfurt, 2005.
- (Arlt 2003)** Arlt, A.: Systemanalytischer Vergleich zur Herstellung von Ersatzbrennstoffen aus biogenen Abfällen am Beispiel von kommunalem Klärschlamm, Bioabfall und Grünabfall. Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau der Universität Stuttgart, 2003.
- (BBR 2002)** Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung: Perspektiven der Wohnungsmärkte. In Informationen zur Raumentwicklung. Heft 3.2002. Bonn.
- (BBR 2005)** Raumordnungsbericht 2005. In: Berichte. Band 21. Bonn.
- (Berlin Institut 2006)** Die demografische Lage der Nation. Wie zukunftsfähig sind Deutschlands Regionen. Berlin.
- (BMU 2004)** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Nitsch, J. u.a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutsch-

land. Forschungsvorhaben FKZ 901 41 803 für das BMU. DLR Stuttgart, WI Wuppertal, IFEU Heidelberg, 2004.

- (BMVEL 2005)** Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft: Meilensteine der Agrarpolitik, Umsetzung der europäischen Agrarreform in Deutschland, Berlin, 2005.
- (Bruus 2004)** F. Bruus: Multiple Pipe System. Euroheat&Power, RTD Workshop „Possibilities of cost reductions in DH networks“, Brüssel, 2004.
- (BWK 2003ff)** Das Energie-Fachmagazin: F. Wittke u.a.: „Die energiewirtschaftlichen Daten der BRD“ bzw. „Endenergieverbrauch in Deutschland“. BWK, verschiedenen Jahrgänge, jeweils Heft Nr. 1/2
- (BWK 2004)** Feck, N. / Kattenstein, T. / Wagner, H.-J.: Nutzwärme aus heißem Untergrundgestein. BWK Bd. 56 (2004), S. 50-53
- (BINE 1999)** BINE-Informationsdienst des Fachinformationszentrums Karlsruhe: Europäisches Geothermieprojekt Soultz-sous-Forêts. Projekt-Info 06/99 (www.bine.info)
- (BINE 2003)** BINE-Informationsdienst des Fachinformationszentrums Karlsruhe: Geothermische Stromerzeugung in Neustadt-Glewe. Projekt-Info 09/03 (www.bine.info)
- (Bundesagentur für Arbeit 2004)** Bundesagentur für Arbeit: Gemeindedaten aus der Beschäftigtenstatistik. 2004
- (Dahlgren 2004)** M. Dahlgren: Milling district heating pipes and new cheaper trenches. Euroheat&Power, RTD Workshop „Possibilities of cost reductions in DH networks“, Brussels, 2004.
- (Dalenbäck 2003)** J.-O. Dalenbäck: Swedish Large-scale Solar Heating Plants. ISES Solar World Congress 2003 in Göteborg, www.solenergiforeningen.se.
- (destatis 2006)** Statistik regional von destatis, 2006.
- (destatis 2006)** Fachserie 4. Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft. Wiesbaden.
- (destatis 2006)** Fachserie 4. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Bergbaus und des verarbeitenden Gewerbes. Wiesbaden.
- (DLR 1997)** Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: M. Nast u.a.: Klimaschutzkonzept für das Saarland, Materialband 2 „Potenzial der Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung und Nutzung regenerativer Energien. Studie von Prognos, DLR und Wuppertal Institut im Auftrag des saarländischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Verkehr, Stuttgart, 1997.
- (DLR 2003)** M. Nast: Förderbedarf für die Nutzung von Überschußwärme aus Müll- und Holz-Heiz-Kraftwerken in Nahwärmenetzen. Expertise für das Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, Stuttgart, 2003.

-
- (DLR 2004)** J. Nitsch u.a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbaren Energien in Deutschland. Studie von DLR, IFEU und Wuppertal Institut im Auftrag des BMU, Stuttgart, 2004.
- (DLR 2005)** M. Nast u.a.: Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter KWK, einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK, unter Berücksichtigung der sich aus der EU-KWK-RL ergebenden Aspekte. Studie von bremer energie institut und DLR im Auftrag des BMWA, Stuttgart, 2005.
- (EH&P 2005)** EuroHeat & Power: District Heating and Cooling. Country by Country / 2005 Survey. Brüssel
- (EH&P 2006)** Geringere Wärmeverluste durch Thermosand. EuroHeat&Power, Juni 2006, Seite S6.
- (EH&P 2006a)** Fernwärme ist weiterhin Wachstumsbranche in Österreich. Euroheat&Power, 35. Jg. (2006), Heft 1-2, S.22
- (Enquete 2002)** Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“; Dt. Bundestag, Drucksache 14/9400 vom 7.7.2002; Berlin 2002
- (EUROSTAT 2006)** Danko, J.; Lösönen, P.: Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) lag 2002 bei 9,9% der gesamten Stromerzeugung in der EU-25. In: Statistik kurz gefasst. Umwelt und Energie. 3/2006
- (FAO 2000)** Food And Agriculture Organization Of The United Nations, Statistik zu Anbauflächen und Produktionsmengen, Internetzugang: <http://faostat.fao.org/faostat/collections?subset=agriculture>.
- (Fisch 2005)** N. Fisch u.a.: Wärmespeicher. BINE-Informationspaket, TÜV-Verlag, Köln, 2005.
- (Frühwald 2000)** Frühwald, A., Scharai-Rad, M.; Hasch, J.: Ökologische Bewertung von Holzwerkstoffen, Hamburg, 2000.
- (Gaderer 2003)** Gaderer, M.: Neuere Konzepte zur Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse. Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e.V. (ZAE Bayern), 2003.
- (Göhler 2004)** T. Göhler: Horizontal directional drilling. Euroheat&Power, RTD Workshop „Possibilities of cost reductions in DH networks“, Brüssel, 2004.
- (Graw 1995)** A. Graw: Private Mitteilung, 27.11.1995.
- (Hartmann, Kaltschmitt 2002)** Hartmann, H.; Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 3. Münster, 2002.

-
- (IE 2003)** Institut für Energetik und Umwelt: Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus Umweltsicht. Leipzig, 2003.
- (IE 2004)** Institut für Energetik und Umwelt: Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext. 2. Zwischenbericht. Leipzig, 2004.
- (IE 2005)** Institut für Energetik und Umwelt; Institut für landwirtschaftliche Betriebslehre an der Universität Hohenheim; Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft; Institut für Ökonomie, Hamburg; Öko-Institut, Darmstadt: Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext. Leipzig 2005, noch unveröffentlicht.
- (IWU 1992)** Institut Wohnen und Umwelt: W. Feist u.a.: Anlagenband zum Bericht „Energiesparpotenziale im Gebäudebestand – Wärmetechnische Gebäudetypologie für die BRD (alte Bundesländer)“, Darmstadt, 1992.
- (Jarfelt 2004)** U. Jarfelt: Determination of insulating capacity; methods and improvements. Euroheat&Power, RTD Workshop „Possibilities of cost reductions in DH networks“, Brüssel, 2004.
- (Krausewald 2004)** J. Krausewald: Cost Reduction with Advanced Pipe Technologies. Euroheat&Power, RTD Workshop „Possibilities of cost reductions in DH networks“, Brüssel, 2004.
- (Krewitt et al 2004)** Krewitt, W. u.a., Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung, Berlin, 2004.
- (Kayser und Kaltschmitt 1998)** Kayser und Kaltschmitt: Geothermie Report 98-1 des GFZ Potsdam, 1998.
- (KTBL 2002)** Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.: Betriebsplanung 2002/2003, Darmstadt, 2002.
- (LDS 2005)** Landesamt für Daten und Statistik des Landes NRW: Auswirkungen des demografischen Wandels Teil 1. In: Statistische Analysen und Studien. Band 25. Düsseldorf.
- (LDS 2006)** Vorausberechnung der Bevölkerung in den kreisfreien Städten und Kreisen Nordrhein-Westfalens 2005 bis 2050. In: Statistische Analysen und Studien. Band 31. Düsseldorf.
- (Leukefeld 2006)** T. Leukefeld Energetikhaus100 – Entwicklung eines bezahlbaren Ganzjahres-solarhauses. 16. Symp. Th. Solarenergie, Kloster Banz 2006, OTTI, Regensburg.
- (Lutsch 2005)** W. Lutsch: Renaissance der Nah-/Fernwärme möglich. EH&P 34 (2005) Heft 5, S. 10.

-
- (Matthes 2004)** Matthes, F.: Endgültige Auswertung der VKU Modernisierungsumfrage 2003, Öko-Institut, Berlin, 2004.
- (MVV 2003)** T. Göhler: Bericht des Vorstandes, Geschäftsbericht 2002/2003 der MVV Energie AG, 2003.
- (MVV 2005)** F. Schmitt et al.: Strategies to Manage Heat Losses – Technique and Economy. IEA DHC/CHP, Annex VII, 2005.
- (Nast 1997)** M. Nast: Cost of Large Collector Fields. Int. J. Solar Energy, 1997, Vol. 18, pp. 289-301.
- (Öko-Institut 2006)** Harthan, O.: Stand der BHKW-Nutzung in Deutschland. Vortrag auf der KWK Jahrestagung 2006.
- (Prognos / IER / WI 2001)** Prognos / IER / WI: Basisdaten für die Szenarienerstellung im Auftrag der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages, 2001.
- (Prognos 2004)** Prognos AG: Perspektiven für elektrischen Strom in einer nachhaltigen Entwicklung. Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin, 2004.
- (Prognos/EWI 2005)** Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, 2005.
- (PTJ 2004)** Solarthermie 2000, Teilprogramm 3. Projektbeschreibungen des Projektträgers Jülich (PTJ), www.solarthermie2000.de.
- (Reiche 2002)** Reiche, D.: Handbook of Renewable Energies in the European Union, Frankfurt, 2002.
- (Rogge 2004)** Rogge, S.: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland - Ökonomie, Ökologie und Potenziale. Dissertation an der Technischen Universität Berlin der Fakultät VI (Bauingenieurwesen und Angewandte Geowissenschaften), Berlin, 2004.
- (Roth 1980)** U. Roth u.a.: Wechselwirkung zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen. Schriftenreihe „Raumordnung“ des Bundesministers für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau.
- (Schillig 2003)** Schillig, F.: Juniorpartner der Kohle, Sonne Wind & Wärme, Heft 5, 2003, S. 76-79
- (Schnellberichte 1997ff)** Schnellberichte der Fernwärmeversorgung. EH&P, verschiedene Jahrgänge, meist Heft 4.
- (Sirola 2004)** V.-P. Sirola: Construction Costs and other DH Pipeline Statistics of Finland. EuroHeat & Power II/2004, pp 62-67.
-

-
- (Statistisches Bundesamt 2003)** Bevölkerung Deutschlands bis 2050. Ergebnisse der 10. koordinierten Bevölkerungsvorrausberechnung. Wiesbaden.
- (Statistisches Bundesamt 2004)** Statistisches Bundesamt: Gemeindeband, 2004.
- (StJb 2005)** Statistisches Jahrbuch 2005.
- (UBA 2002)** Fishedick, M. u.a.. Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland, UFOPLAN Forschungsvorhaben FKZ 200 97 104, Wuppertal, Stuttgart, 2002.
- (UN 2004)** United Nations (Timber Branch): Forest Products Statistics 1998-2002 (Provisional), Timber Bulletin ECE/TIM/BULL/56/2, www.unece.org/trade/timber/database/fps98_02.xls - - Zugriff: 11.08.2004.
- (VDN 2006)** Verband der Netzbetreiber: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Jahresabrechnung 2005 (auf Basis WP-Bescheinigungen) über: www.vdn-berlin.de
- (WI 2004)** Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: Der Beitrag regenerativer Energien und rationeller Energienutzung zur wirtschaftlichen Entwicklung in Nordrhein-Westfalen - Analyse und Bewertung von Zukunftstechnologien, deren Auswirkungen auf die Wirtschaftsstruktur und Ableitung technologiepolitischer Handlungsempfehlungen. Studie im Auftrag des Ministeriums für Verkehr, Energie und Landesplanung (MVEL) des Landes Nordrhein-Westfalen, Wuppertal, 2004.
- (Wilfert, Schattauer 2002)** Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebauter Biomasse, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Hannover/Leipzig, 2002.
- (Winkens 1984)** H.P. Winkens u.a.: Untersuchung einer zum Heizöl alternativen Energiebedarfsdeckung für den Rhein-Neckar-Raum. Planstudie im Auftrag der Bundesministeriums für Forschung und Technologie und der Energie und Wasserwerke Rhein-Neckar AG, Mannheim, aus „Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte“, Band 4, Hrsg. BfLR, Bonn, 1985.
- (ZfK 2004)** Zeitschrift für Kommunalwirtschaft: ZfK-Fernwärmeumfrage 2004, April 2004.
- (ZfK 2003)** Zeitschrift für Kommunalwirtschaft: ZfK-Fernwärmeumfrage 2003, April 2003.
- (Zfk 2006)** Haltbarkeit der Kunststoff-Mantelrohre - Länger als angenommen. ZfK, Juni 2006.



Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2011

**Unter Verwendung von Berechnungsergebnissen der
Nationalen Koordinierungsstelle Emissionsberichterstattung**

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
<http://www.umweltbundesamt.de>
verfügbar.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>
www.fuer-mensch-und-umwelt.de

Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten

Dessau-Roßlau, Februar 2013

Was sind energiebedingte Emissionen?

Als „energiebedingte Emissionen“ bezeichnet man den Ausstoß von Treibhausgasen und Luftschadstoffen, die durch die Umwandlung von Energieträgern in elektrische und / oder thermische Energie (Strom- und Wärmeproduktion) freigesetzt werden.

Der Begriff „Treibhausgase“ bezeichnet die im Kyoto-Protokoll festgelegten direkten Treibhausgase (in CO₂-Äquivalenten), andere sogenannte „indirekte“ Treibhausgase werden auch als klassische Luftschadstoffe bezeichnet.

Energiebedingte Emissionen entstehen bei der Strom- und Wärmeproduktion in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung oder Industriekraftwerken. Im Industriebereich sind die Emissionen prozessbedingt, das heißt, sie entstehen durch bestimmte industrielle Prozesse. Im Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entstehen energiebedingte Emissionen vor allem durch Heizen mit fossilen Energieträgern. Das Verbrennen von fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse wird gemäß internationalen Bilanzierungsvorgaben als CO₂-neutral bewertet, wobei jedoch andere klassische Luftschadstoffe wie zum Beispiel Stickoxide bilanziert werden. Im Verkehrsbereich entstehen energiebedingte Emissionen durch Abgase aus Verbrennungsmotoren.

Der Begriff der „energiebedingten Emissionen“ umfasst keine diffusen Emissionen, die zum Beispiel in der Landwirtschaft durch Bodenbewirtschaftung und Viehhaltung, oder durch Ausgasung von stillgelegten Deponien oder Bergwerken entstehen.

Der energiebedingte Ausstoß an direkten und indirekten Treibhausgasen wird in einem Industrieland wie Deutschland maßgeblich von der wirtschaftlichen Konjunktur beeinflusst. Darüber hinaus ist der Verlauf stark abhängig vom eingesetzten Energieträgermix, vom Wirkungsgrad des fossilen Kraftwerksparkes, von Wirkungsgraden anderer eingesetzter Technologien und mit Blick auf die Wärmebereitstellung von den Witterungsbedingungen.

Inhaltsverzeichnis

Entwicklung der energiebedingten Brennstoffeinsätze nach Quellgruppen

Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen 1990-2011

Anteile der Quellgruppen an den energiebedingten THG-Emissionen im Jahr 2011

Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen 1990-2011

Anteile der Quellgruppen an den energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2011

Entwicklung der energiebedingten Emissionen von Säurebildnern in SO₂-Äquivalenten 1990-2011

Anteile der Quellgruppen an den energiebedingten Emissionen von Säurebildnern in SO₂-Äquivalenten im Jahr 2011

Entwicklung der Anteile der Luftschadstoffe an den energiebedingten Emissionen von Säurebildnern 1990-2011

Anteile der Quellgruppen an den energiebedingten NO_x-Emissionen im Jahr 2011

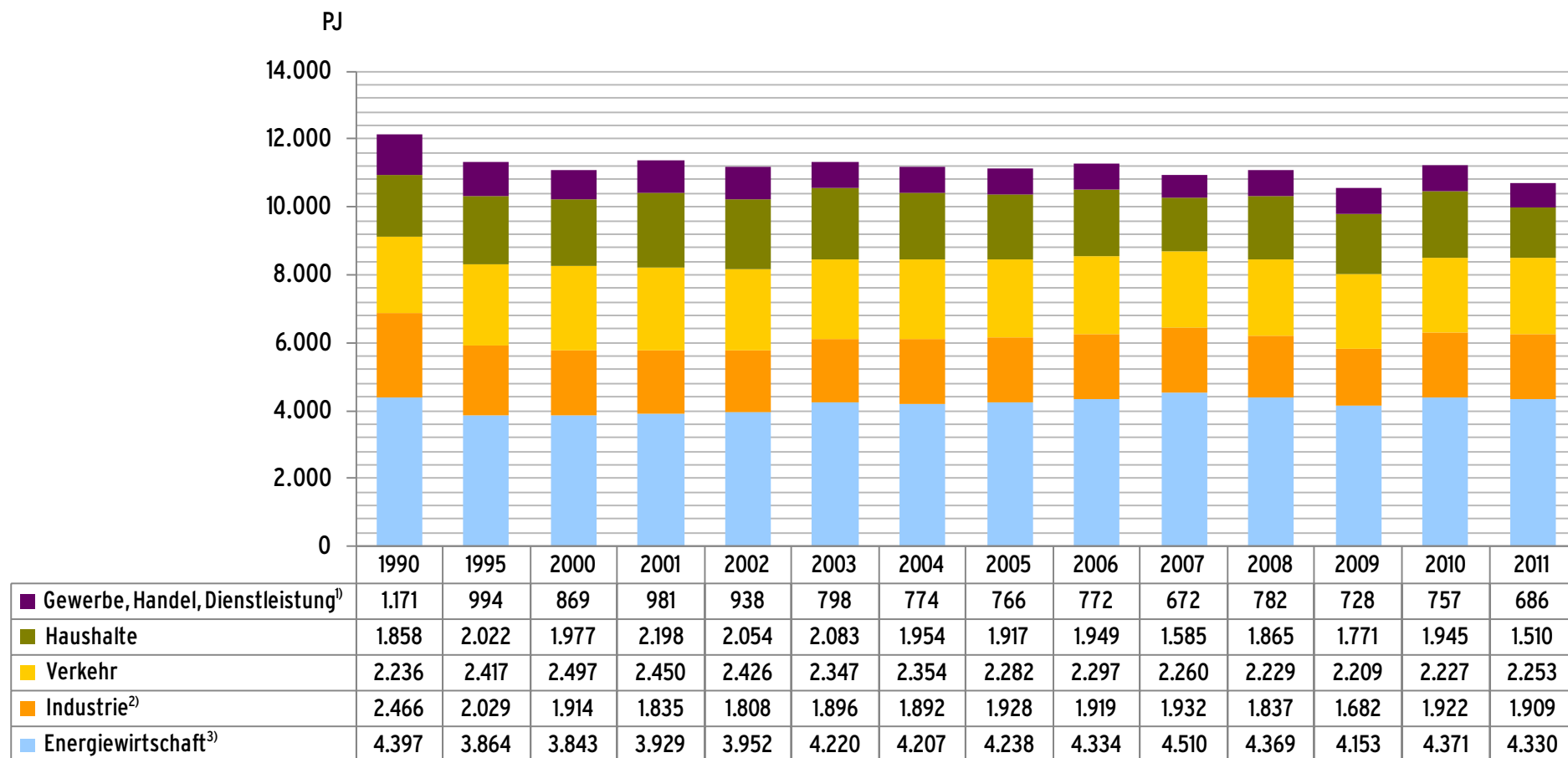
Entwicklung der energiebedingten Feinstaub-Emissionen 1995-2011

Anteile der Quellgruppen an den energiebedingten Feinstaub-Emissionen im Jahr 2011

Tabelle: Entwicklung der energiebedingten Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2011

Tabelle: Energiebedingte Emissionen in Deutschland nach Quellgruppen im Jahr 2011

Entwicklung der energiebedingten Brennstoffeinsätze nach Quellgruppen



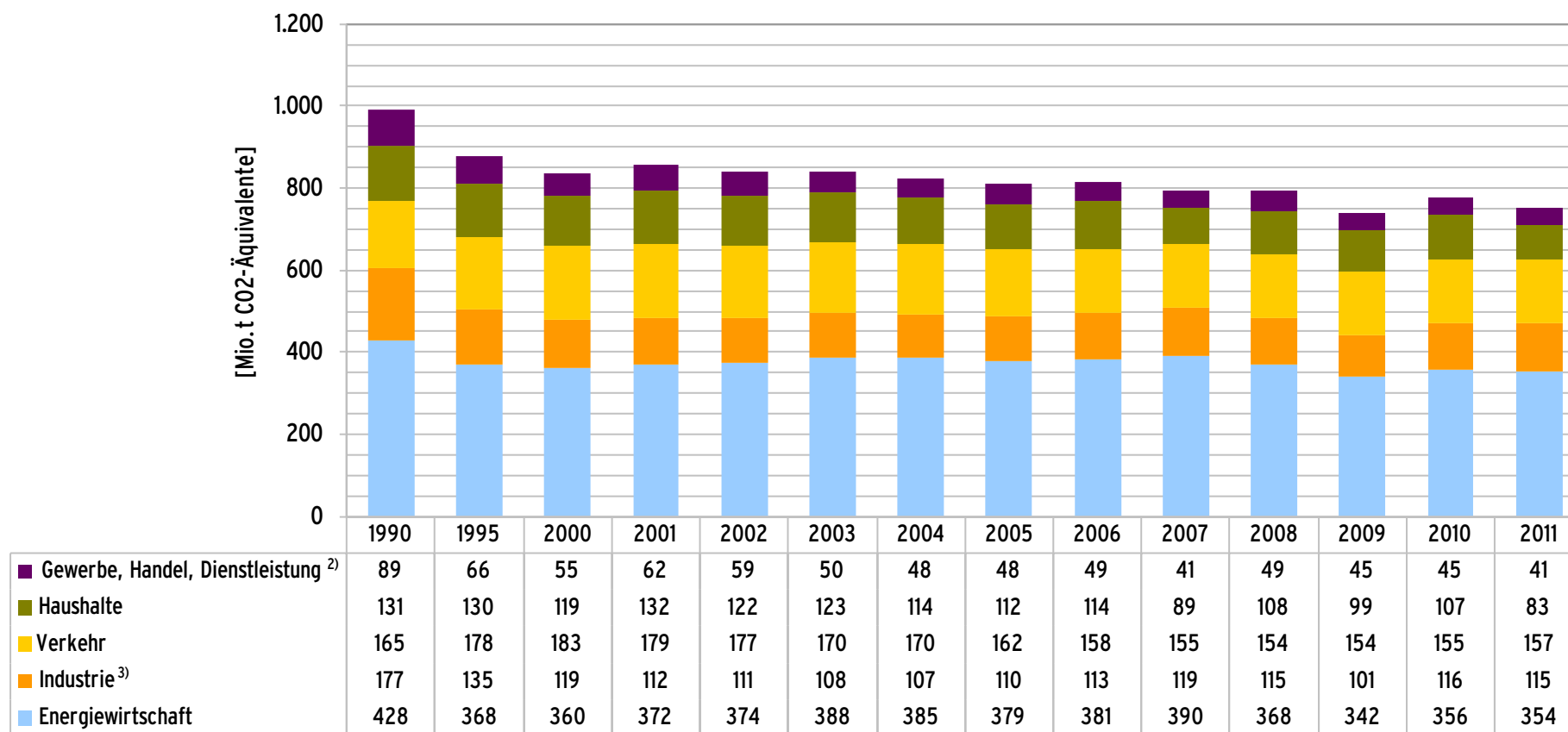
¹⁾ einschließlich Militär und Landwirtschaft

²⁾ Stromerzeugung und Prozesswärme

³⁾ Strom- und Wärmeerzeugung

Quelle: Umweltbundesamt: Eigene Berechnung, Stand: Januar 2013

Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen¹⁾ 1990-2011



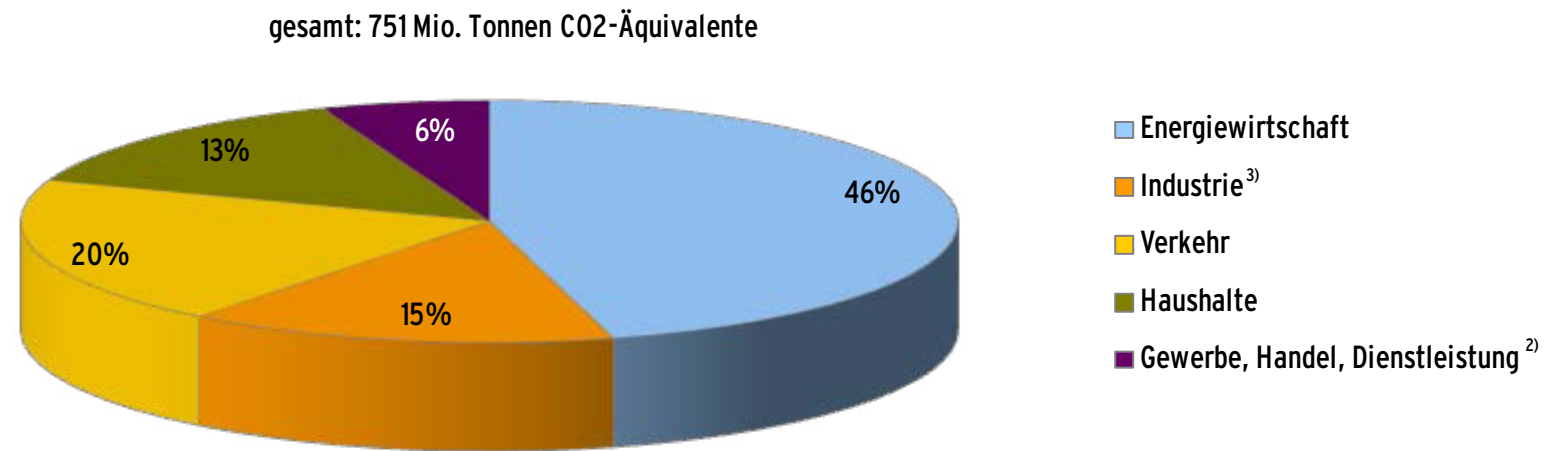
1) in CO₂-Äquivalenten, berücksichtigt CO₂, CH₄, N₂O

2) einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

3) enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Quelle: Umweltbundesamt (2013): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2011, Stand: Dezember 2012

Anteile der Quellgruppen an den energiebedingten THG-Emissionen¹⁾ im Jahr 2011

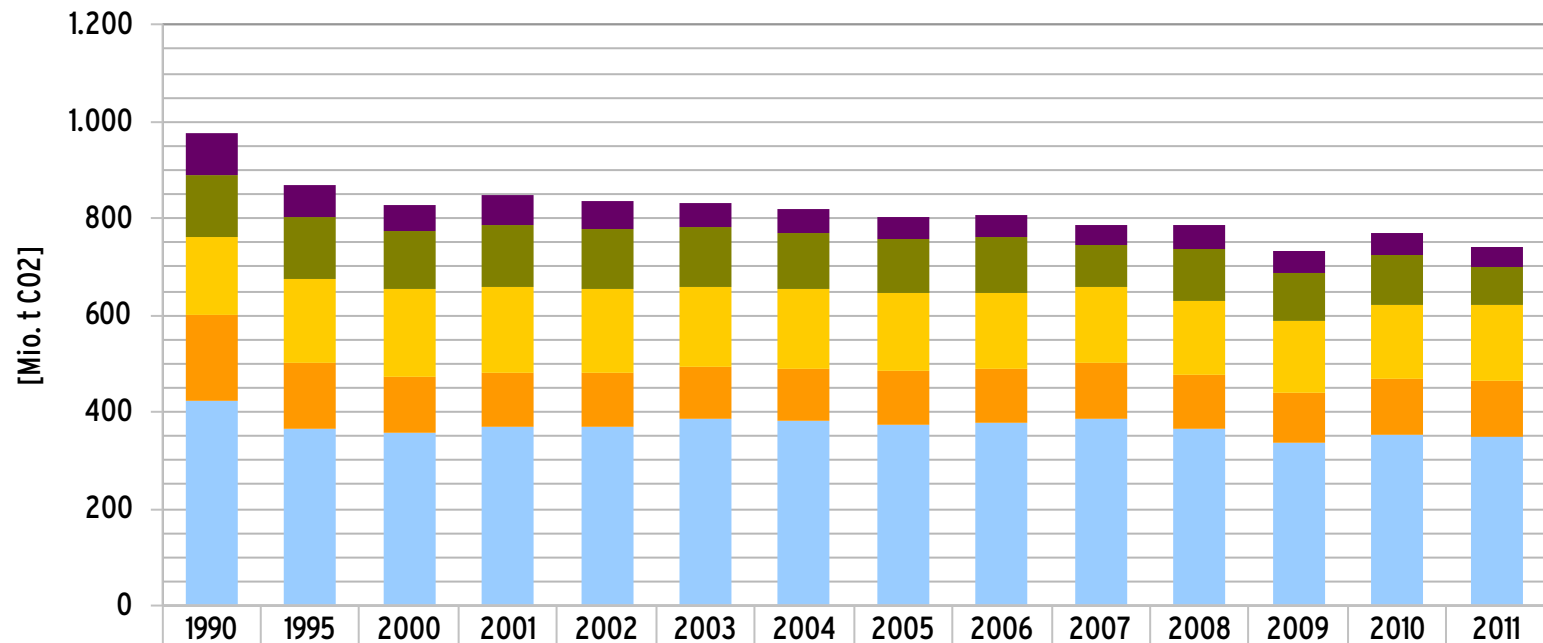


1) in CO₂-Äquivalenten berücksichtigt CO₂, CH₄, N₂O

2) einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

3) enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen¹⁾ 1990-2011



| | 1990 | 1995 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
|-------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ■ Gewerbe, Handel, Dienstleistung ²⁾ | 87 | 65 | 54 | 62 | 58 | 50 | 48 | 48 | 48 | 41 | 49 | 45 | 45 | 41 |
| ■ Haushalte | 129 | 129 | 118 | 131 | 121 | 122 | 113 | 111 | 113 | 88 | 107 | 98 | 106 | 82 |
| ■ Verkehr | 162 | 176 | 181 | 177 | 175 | 169 | 169 | 160 | 157 | 153 | 153 | 153 | 153 | 156 |
| ■ Industrie ³⁾ | 176 | 134 | 118 | 111 | 110 | 107 | 106 | 109 | 112 | 118 | 114 | 100 | 115 | 114 |
| ■ Energiewirtschaft | 423 | 365 | 357 | 369 | 371 | 384 | 382 | 375 | 377 | 385 | 364 | 338 | 352 | 350 |

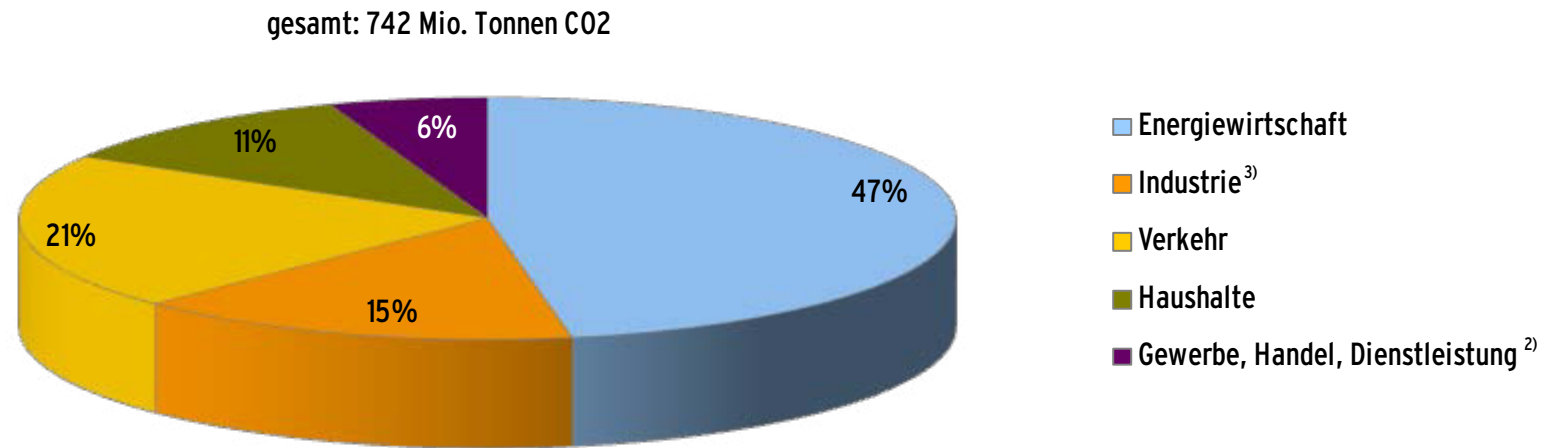
1) ohne diffuse Emissionen

2) einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

3) enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Quelle: Umweltbundesamt (2013): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2011, Stand: Dezember 2012

Anteile der Quellgruppen an den energiebedingten CO₂-Emissionen¹⁾ im Jahr 2011

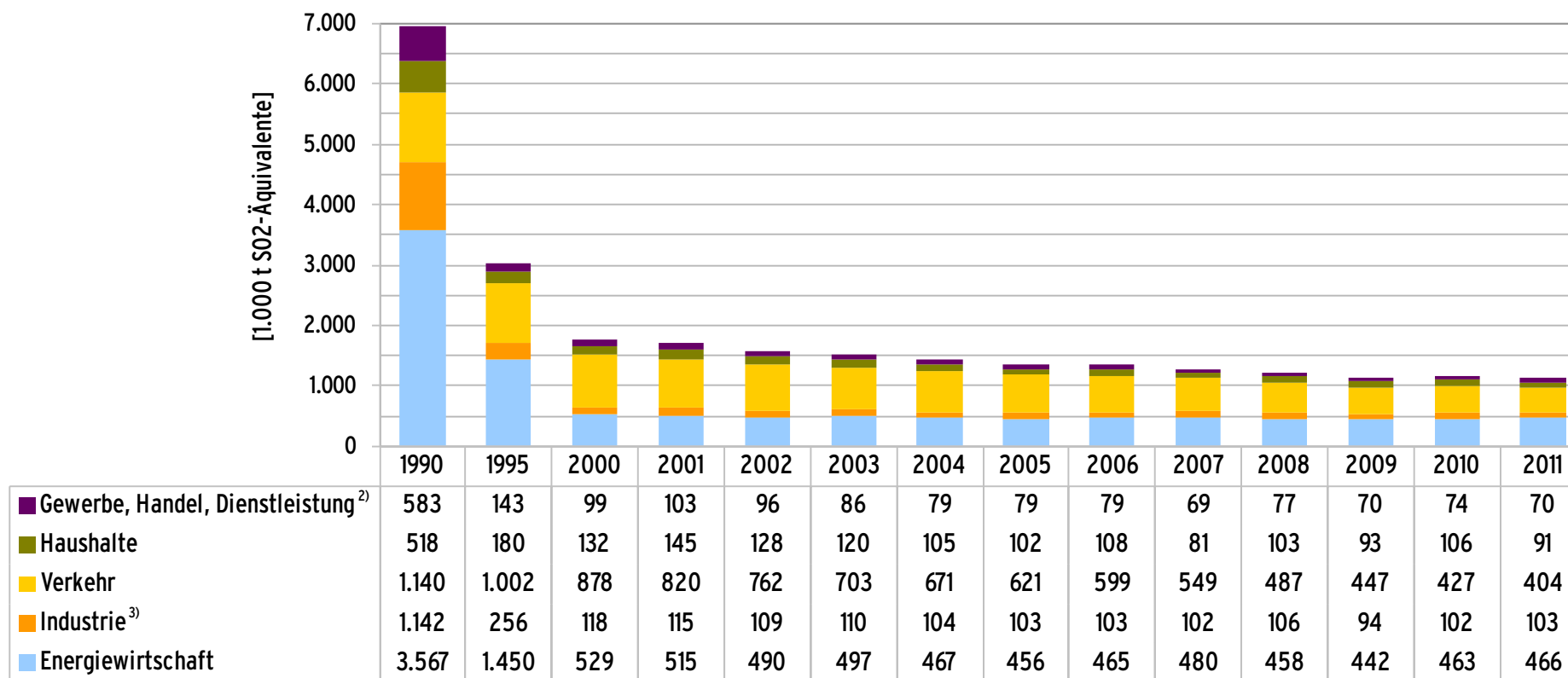


1) in CO₂-Äquivalenten berücksichtigt CO₂, CH₄, N₂O

2) einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

3) enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Entwicklung der energiebedingten Emissionen von Säurebildnern¹⁾ in SO₂-Äquivalenten 1990-2011



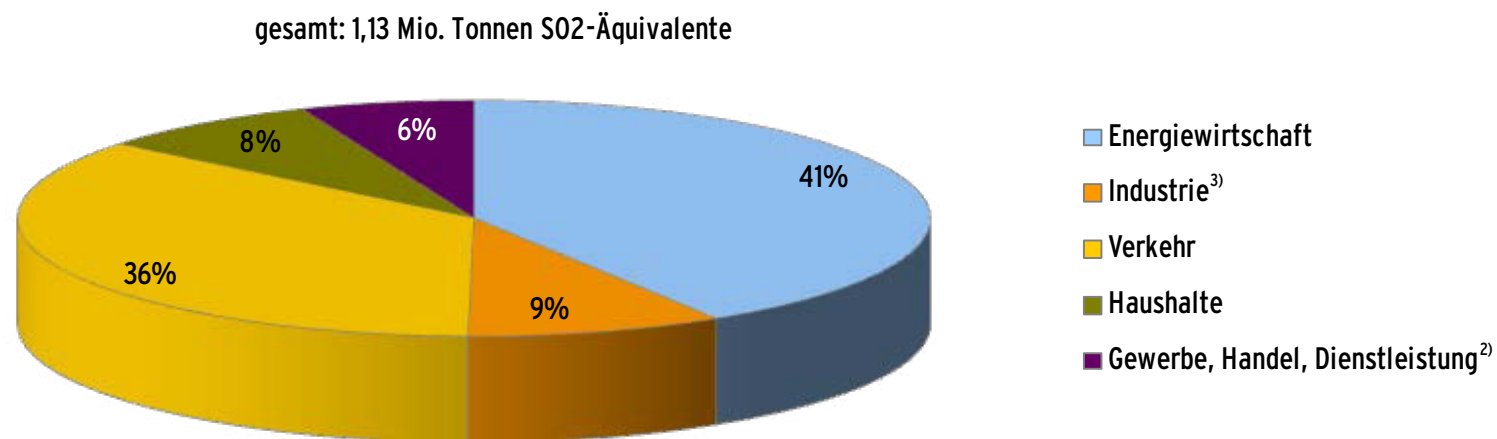
1) in SO₂-Äquivalenten, berücksichtigt SO₂, NO_x, NH₃

2) einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

3) enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Quelle: Umweltbundesamt (2013): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2011, Stand: Dezember 2012

Anteile der Quellgruppen an den energiebedingten Emissionen von Säurebildnern¹⁾ in SO₂-Äquivalenten im Jahr 2011

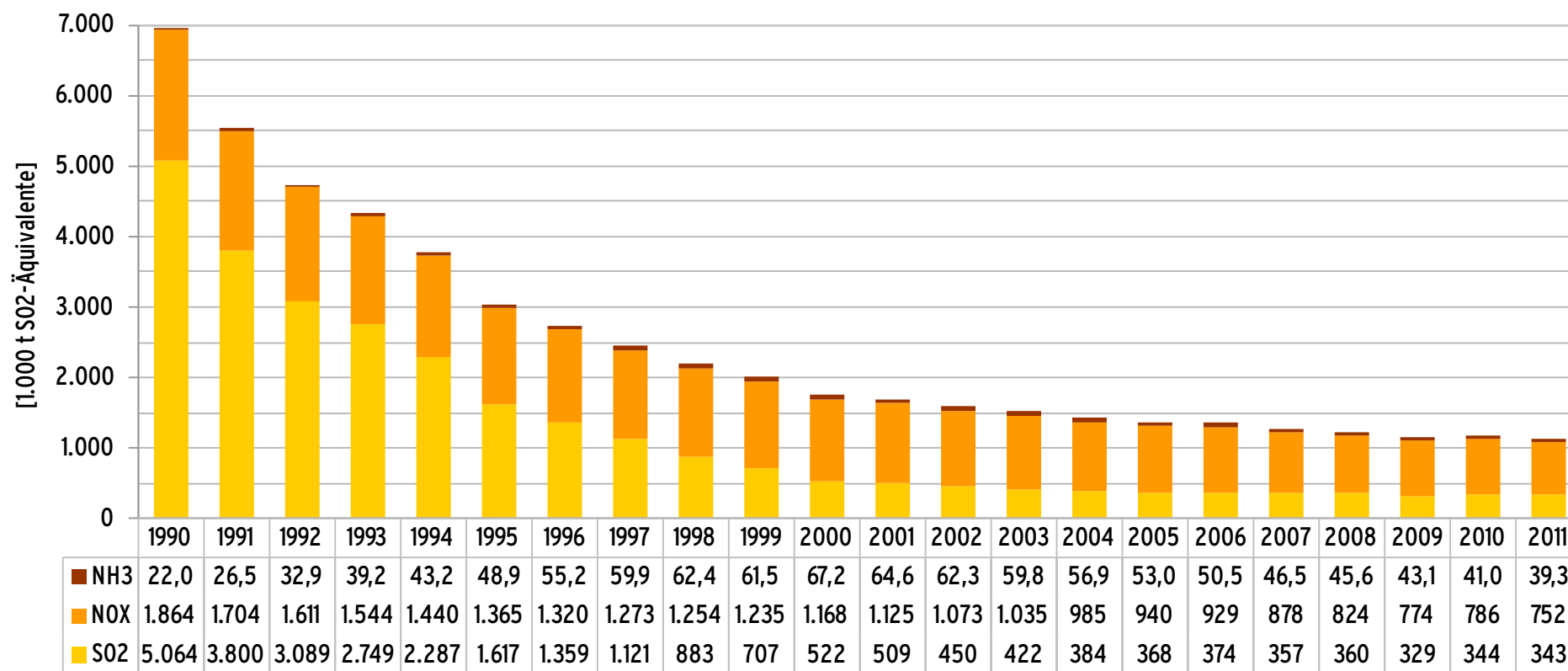


1) in SO₂-Äquivalenten, berücksichtigt SO₂, NO_x, NH₃

2) einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

3) enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

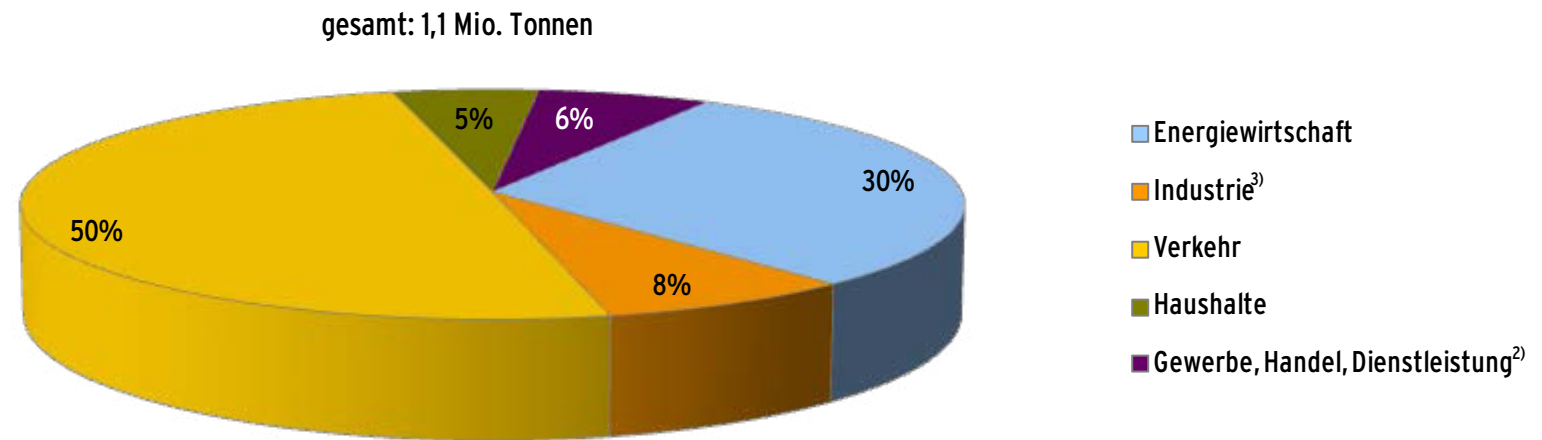
Entwicklung der Anteile der Luftschadstoffe an den energiebedingten Emissionen von Säurebildnern¹⁾ 1990-2011



1) in SO2-Äquivalenten

Quelle: Umweltbundesamt (2013): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2011, Stand: Dezember 2012

Anteile der Quellgruppen an den energiebedingten NO_x-Emissionen¹⁾ im Jahr 2011

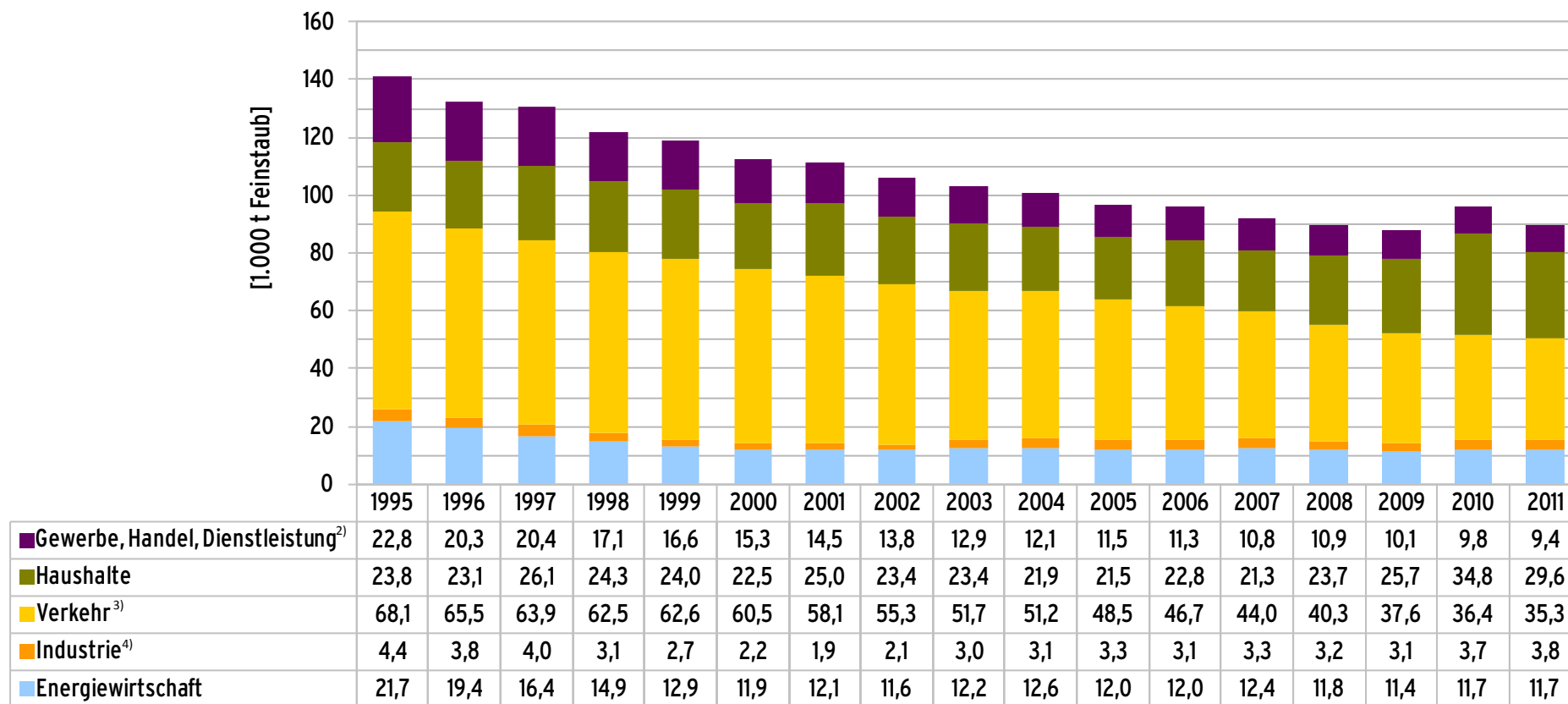


1) ohne diffuse Emissionen

2) einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

3) enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Entwicklung der energiebedingten Feinstaub-Emissionen¹⁾ 1995-2011



1) angegeben sind nur Feinstaubemissionen für Partikelgrößen bis zu 10 Mikrometer (PM 10)

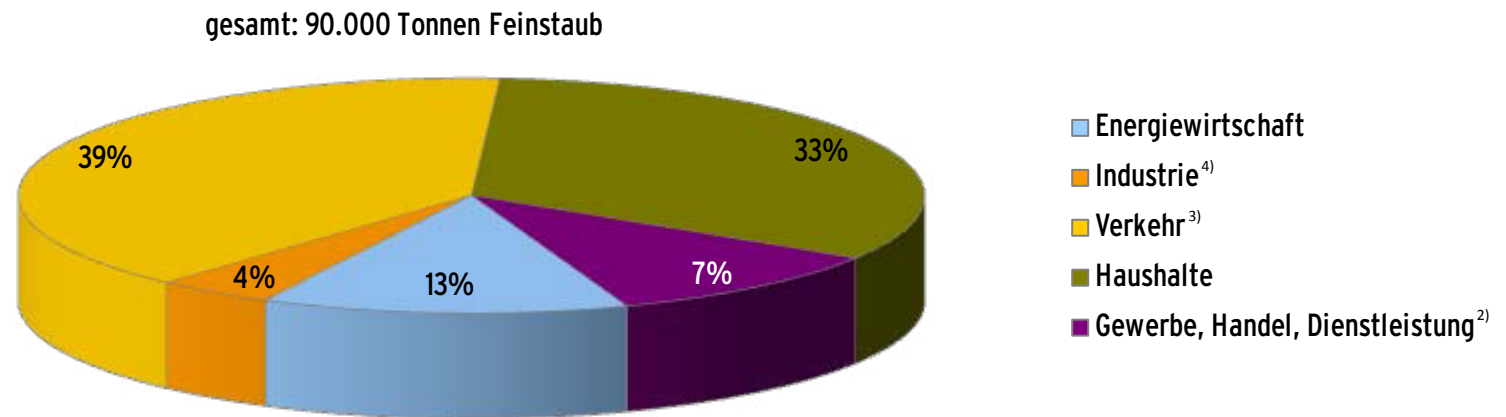
2) einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

3) einschließlich Abrieb von Reifen und Bremsen

4) enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Quelle: Umweltbundesamt (2013): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1995-2011, Stand: Dezember 2012

Anteile der Quellgruppen an den energiebedingten Feinstaub-Emissionen¹⁾ im Jahr 2011



1) Angegeben sind nur Feinstaubemissionen für Partikelgrößen bis zu 10 Mikrometer (PM 10)

2) einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

3) einschließlich Abrieb von Reifen und Bremsen

4) enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Tabelle: Entwicklung der energiebedingten Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2011

| | CO ₂ | CH ₄ | N ₂ O | CO ₂ - Äquivalente ¹⁾ | SO ₂ | NO _x ²⁾ | NH ₃ | SO ₂ - Äquivalente ³⁾ | CO | NM VOC | Staub |
|------|-----------------|-----------------|------------------|------------------------------------------------|-----------------|-------------------------------|-----------------|------------------------------------------------|----------|----------|----------|
| | [Mio t] | [1000 t] | [1000 t] | [Mio t] | [1000 t] | [1000 t] | [1000 t] | [1000 t] | [1000 t] | [1000 t] | [1000 t] |
| 1990 | 979 | 1.562 | 26,0 | 1.020 | 5.122 | 2.684 | 12,3 | 7.013 | 11.127 | 1.888 | 1.372,6 |
| 1991 | 946 | 1.474 | 24,9 | 985 | 3.821 | 2.455 | 14,3 | 5.556 | 8.954 | 1.466 | 790,9 |
| 1992 | 900 | 1.349 | 23,8 | 936 | 3.109 | 2.321 | 17,5 | 4.757 | 7.671 | 1.290 | 512,7 |
| 1993 | 892 | 1.376 | 23,7 | 928 | 2.771 | 2.225 | 20,8 | 4.358 | 6.936 | 1.138 | 358,9 |
| 1994 | 873 | 1.240 | 23,5 | 906 | 2.308 | 2.077 | 23,0 | 3.797 | 5.946 | 913 | 241,7 |
| 1995 | 872 | 1.145 | 19,5 | 902 | 1.638 | 1.969 | 26,0 | 3.057 | 5.521 | 841 | 168,8 |
| 1996 | 895 | 1.104 | 19,4 | 924 | 1.380 | 1.903 | 29,4 | 2.760 | 5.114 | 775 | 159,9 |
| 1997 | 864 | 1.090 | 19,1 | 892 | 1.142 | 1.837 | 31,8 | 2.480 | 4.897 | 727 | 157,2 |
| 1998 | 857 | 973 | 18,4 | 883 | 905 | 1.810 | 33,2 | 2.227 | 4.457 | 664 | 146,9 |
| 1999 | 831 | 1.034 | 17,9 | 858 | 728 | 1.781 | 32,7 | 2.029 | 4.163 | 602 | 143,2 |
| 2000 | 830 | 985 | 17,6 | 856 | 542 | 1.685 | 35,8 | 1.782 | 3.830 | 537 | 136,8 |
| 2001 | 852 | 903 | 17,8 | 876 | 529 | 1.624 | 34,3 | 1.723 | 3.670 | 504 | 135,9 |
| 2002 | 838 | 863 | 16,6 | 861 | 470 | 1.549 | 33,1 | 1.610 | 3.409 | 466 | 130,7 |
| 2003 | 834 | 822 | 16,7 | 857 | 442 | 1.494 | 31,8 | 1.542 | 3.218 | 429 | 127,6 |
| 2004 | 820 | 716 | 16,7 | 840 | 404 | 1.422 | 30,3 | 1.451 | 2.966 | 402 | 125,5 |
| 2005 | 805 | 660 | 16,2 | 824 | 388 | 1.358 | 28,2 | 1.386 | 2.768 | 366 | 120,8 |
| 2006 | 810 | 636 | 16,5 | 829 | 394 | 1.342 | 26,9 | 1.379 | 2.697 | 349 | 119,7 |
| 2007 | 788 | 577 | 16,9 | 805 | 375 | 1.269 | 24,7 | 1.305 | 2.576 | 326 | 116,0 |
| 2008 | 788 | 587 | 17,1 | 805 | 378 | 1.192 | 24,3 | 1.253 | 2.534 | 311 | 113,4 |
| 2009 | 735 | 540 | 16,6 | 752 | 345 | 1.119 | 22,9 | 1.168 | 2.440 | 299 | 110,9 |
| 2010 | 772 | 554 | 17,9 | 789 | 360 | 1.136 | 21,8 | 1.191 | 2.686 | 301 | 120,1 |
| 2011 | 743 | 549 | 18,2 | 761 | 358 | 1.087 | 20,9 | 1.154 | 2.551 | 287 | 114,1 |

Angaben einschließlich der diffusen Emissionen bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Brennstoffen.

- 1) 1) berücksichtigt sind CO₂, CH₄ und N₂O
- 2) 2) berechnet als NO₂
- 3) 3) berücksichtigt sind SO₂, NO_x und NH₃
- 4)

Quelle: Umweltbundesamt (2013): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2011, Stand Dezember 2012
<http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm>

Energiebedingte Emissionen in Deutschland nach Quellgruppen im Jahr 2011

| | CO ₂ | CH ₄ | N ₂ O | CO ₂ -Äquivalente ⁵⁾ | SO ₂ | NO _x ⁶⁾ | NH ₃ | SO ₂ -Äquivalente ⁷⁾ | CO | NMVOC | Staub |
|------------------------------------------|-----------------|-----------------|------------------|--------------------------------------------|-----------------|-------------------------------|-----------------|--------------------------------------------|----------|----------|----------|
| | [Mio t] | [1000 t] | [1000 t] | [Mio t] | [1000 t] | [1000 t] | [1000 t] | [1000 t] | [1000 t] | [1000 t] | [1000 t] |
| Energiewirtschaft ¹⁾ | 349,5 | 89,7 | 9,3 | 354 | 235,3 | 325,0 | 2,6 | 466 | 177,7 | 15,3 | 13,1 |
| Haushalte/Kleinverbraucher ²⁾ | 122,5 | 41,3 | 1,8 | 124 | 65,2 | 131,0 | 2,3 | 161 | 1.108,0 | 63,3 | 40,0 |
| Verkehr ³⁾ | 155,6 | 7,3 | 4,5 | 157 | 0,9 | 538,2 | 15,2 | 404 | 1.030,9 | 123,4 | 46,7 |
| Industrie ⁴⁾ | 114,3 | 7,6 | 2,6 | 115 | 41,5 | 86,5 | 0,8 | 103 | 232,7 | 5,5 | 4,2 |
| gesamt | 742,0 | 145,9 | 18,1 | 751 | 342,9 | 1.080,7 | 20,9 | 1.134 | 2.549,3 | 207,6 | 104,0 |

Angaben ohne diffuse Emissionen bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Brennstoffen.

1) öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung, Fernheizwerke sowie Industrie-feuerungen und Industriekraftwerke der Mineralölverarbeitung, der Gewinnung und Herstellung von festen Brennstoffen und sonstiger Energieindustrien

2) priv. Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Militär, zusätzlich land- u. forstwirtschaftlicher Verkehr sowie militärischer Boden- u. Luftverkehr

3) einschließlich Schienenverkehr, nationale Luftfahrt, Küsten- und Binnenschifffahrt

4) verarbeitendes Gewerbe; ohne prozessbedingte Emissionen

5) berücksichtigt sind CO₂, CH₄ und N₂O.

6) berechnet als NO₂

7) berücksichtigt sind SO₂, NO_x und NH₃.

Quelle: Umweltbundesamt (2013): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2011, Stand Dezember 2012
<http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm>



Leuchtturmprojekte zur Nutzung erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg



Baden-Württemberg

UMWELTMINISTERIUM

Leuchtturmprojekte zur Nutzung erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg



Baden-Württemberg

UMWELTMINISTERIUM

HERAUSGEBER

Umweltministerium Baden-Württemberg

COPYRIGHT

Umweltministerium Baden-Württemberg

BEARBEITER

- Dr. Ludger Eltrop, Christoph Kruck,
Till Jenssen, Andreas König,
Institut für Energiewirtschaft und
Rationelle Energieanwendung (IER),
Universität Stuttgart
- Dr. Martin Sawillion,
Klimaschutz- und Energieagentur
Baden-Württemberg GmbH (KEA),
Karlsruhe
- Dr. Manfred Loistl,
Umweltministerium Baden-Württemberg,
Stuttgart

BILDQUELLEN:

Siehe jeweilige im Text genannte
Kontaktadresse

GESTALTUNG

ID-Kommunikation

Michael Kleinböhl, Henner Holsmöller


S 1, 1, 68161 Mannheim

E-Mail: id-kommunikation@t-online.de

DRUCK

JVA Heimsheim

Stand: August 2007

 Erneuerbare Energien und der Einsatz innovativer Technologien mit hoher Energieeffizienz sind für einen wirksamen Klimaschutz unverzichtbar und gewinnen eine immer größere Bedeutung.

Sowohl Privatleute als auch Energieversorger, Städte und Gemeinden investieren in solche zukunftssträchtigen Anlagen und ebnen durch Projekte mit "Leuchtturmcharakter" einer weiteren und verstärkten Nutzung regenerativer Energien den Weg.

Während insbesondere Projekte im Bereich der photovoltaischen Strahlungsenergienutzung noch für längere Zeit von einer Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz abhängig sind, liefern Projekte zur Biomassenutzung heute zum Teil schon günstigere Wärme als fossile Alternativen. Die regenerativen Energien sind also bereits im Markt angekommen.

Die vorliegende Broschüre zeigt Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg auf, die „Best Practice“-Beispiele darstellen und sich auszeichnen durch

- den Einsatz innovativer Technologien mit besonders hoher Energieeffizienz,
- eine besonders gelungene Integration innovativer und auch bewährter Technologien bzw. Anlagen oder
- die Kombination von mehreren Anlagen und die Integration verschiedener Technologien in ein Gesamtkonzept.

Vorgestellt werden Anlagen sowie geplante Vorhaben aus den Bereichen Solarenergie,

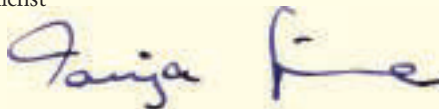
Wasserkraft, Geothermie, Windenergie und Biomasse. Darüber hinaus widmet sich eine Rubrik Projekten, die ein Beispiel für die gelungene Integration mehrerer erneuerbarer Energien darstellen.

Auch wenn in der vorliegenden Zusammenstellung überwiegend größere Projekte aufgenommen wurden, soll betont werden, dass gerade auch im privaten Bereich ein verstärkter und vorbildlicher Einsatz regenerativer Energietechnologien erfolgt.

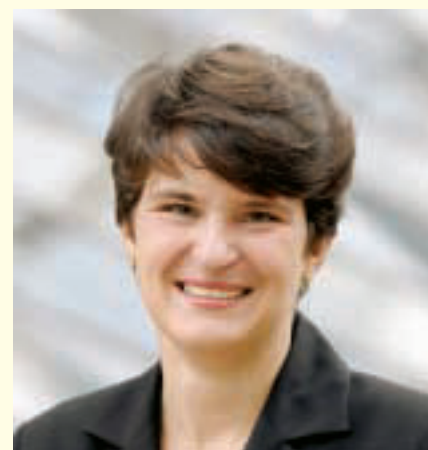
Aufgrund der Vielzahl innovativer Konzepte und gelungener „Leuchtturmprojekte“ zur Nutzung erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg kann es sich bei der folgenden Darstellung nur um eine kleine Auswahl mit exemplarischem Charakter handeln. Wenn weitere, besonders gelungene oder vorbildhafte Projekte nicht berücksichtigt werden konnten, so liegt dies allein an dem begrenzten Rahmen der Darstellungsmöglichkeit.

Wenn wir wirksamen Klimaschutz erreichen wollen, müssen wir – neben der Energieeinsparung und der Steigerung der Energieeffizienz – die Nutzung der erneuerbaren Energien deutlich ausbauen. Ich hoffe daher sehr, dass die Lektüre dieser Broschüre nicht nur Freude bereitet und wertvolle Informationen liefert, sondern darüber hinaus auch zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien motiviert.

Herzlichst



Ihre Tanja Gönner



| INHALT | SEITE |
|-------------------------------------------------------|-----------|
| VORWORT | 5 |
| KARTE | 9 |
| PROJEKTE | |
| SOLARENERGIE | 10 |
| 01 Über Crailsheim geht die Sonne auf | 11 |
| 02 Solare Nahwärme mit Langzeitwärmespeicherung | 12 |
| 03 Wind- und wetterfest mit Photovoltaik | 13 |
| 04 Belastete Flächen sinnvoll nutzen | 14 |
| 05 Mit Solarenergie hoch hinaus | 15 |
| 06 Schule & Solar | 16 |
| 07 Mit Solarstrahlung kühlen | 17 |
| WASSERKRAFT | 18 |
| 08 Der Rhein kann kommen | 19 |
| 09 Strom aus Trinkwasser | 20 |
| 10 Wärme aus Wasserkraft | 21 |
| GEOOTHERMIE | 22 |
| 11 Strom und Wärme aus der Tiefe | 23 |
| 12 Tiefengeothermie und Biogas gehen Hand in Hand | 24 |
| 13 Mit Geothermie baden und wohnen | 25 |
| 14 Das Erdreich als Penderspeicher | 26 |
| 15 Heizen und Kühlen mit Grundwasser | 27 |
| WINDENERGIE | 28 |
| 16 Strom verbrauchen kann jeder – Strom erzeugen auch | 29 |
| 17 Grüner Strom vom Grünen Heiner | 30 |
| 18 In Windeseile lernen | 31 |

| INHALT | SEITE |
|---------------------------------------------|-----------|
| <hr/> | |
| PROJEKTE | |
| BIOMASSE | 32 |
| 19 Strom aus Kompost | 33 |
| 20 Effektive Wärmenutzung aus Biogas | 34 |
| 21 Energie aus Klärschlamm | 35 |
| 22 Nahwärme im Talhof | 36 |
| 23 Erneuerbare Energie auf dem Lehrplan | 37 |
| 24 Industrie setzt auf Heizen mit Holz | 38 |
| 25 Kinder heizen mit Pflanzenöl | 39 |
| 26 Brennwerttechnik auch bei Holz | 40 |
| 27 Holzbetriebene Klimaanlage | 41 |
| 28 Alte Technik neu serviert | 42 |
| 29 Energie aus Abfall | 43 |
| INTEGRIERTE PROJEKTE | 44 |
| 30 Polygeneration im Scharnhauser Park | 45 |
| 31 Solarstadt Neckarsulm | 46 |
| 32 Die kommunale Energiewende | 47 |
| 33 Umweltfreundlich übernachten | 48 |
| 34 Nachhaltig leben | 49 |
| 35 Energie aus Abwasser | 50 |
| 36 Zukunftsfabrik Gutach | 51 |
| IHRE ANSPRECHPARTNER AUF EINEN BLICK | 52 |



01 CRAILSHEIM
02 EGGENSTEIN-
LEOPOLDSHAFEN
03 TÜBINGEN
04 MALSCH

05 ULM
06 ROTTENBURG-
OBERNDORF
07 FREIBURG

SOLARENERGIE



08 RHEINFELDEN
09 ESSLINGEN
10 BIBERACH

WASSERKRAFT



11 BRUCHSAL
12 NEURIED
13 WEINHEIM

14 SCHÖMBERG
(CALW)
15 BIBERACH

GEOOTHERMIE



16 KARLSRUHE
17 STUTTGART
18 FREIBURG

WINDKRAFT



19 LEONBERG
20 SIGMARINGEN
21 BALINGEN
22 SCHRIESHEIM
23 MEßSTETTEN
24 GENGEBACH

25 BAD BELLINGEN/
BAMLACH
26 KARLSBAD-
LANGENSTEINBACH
27 ULM
28 LIEBENAU
29 KARLSRUHE

BIOMASSE



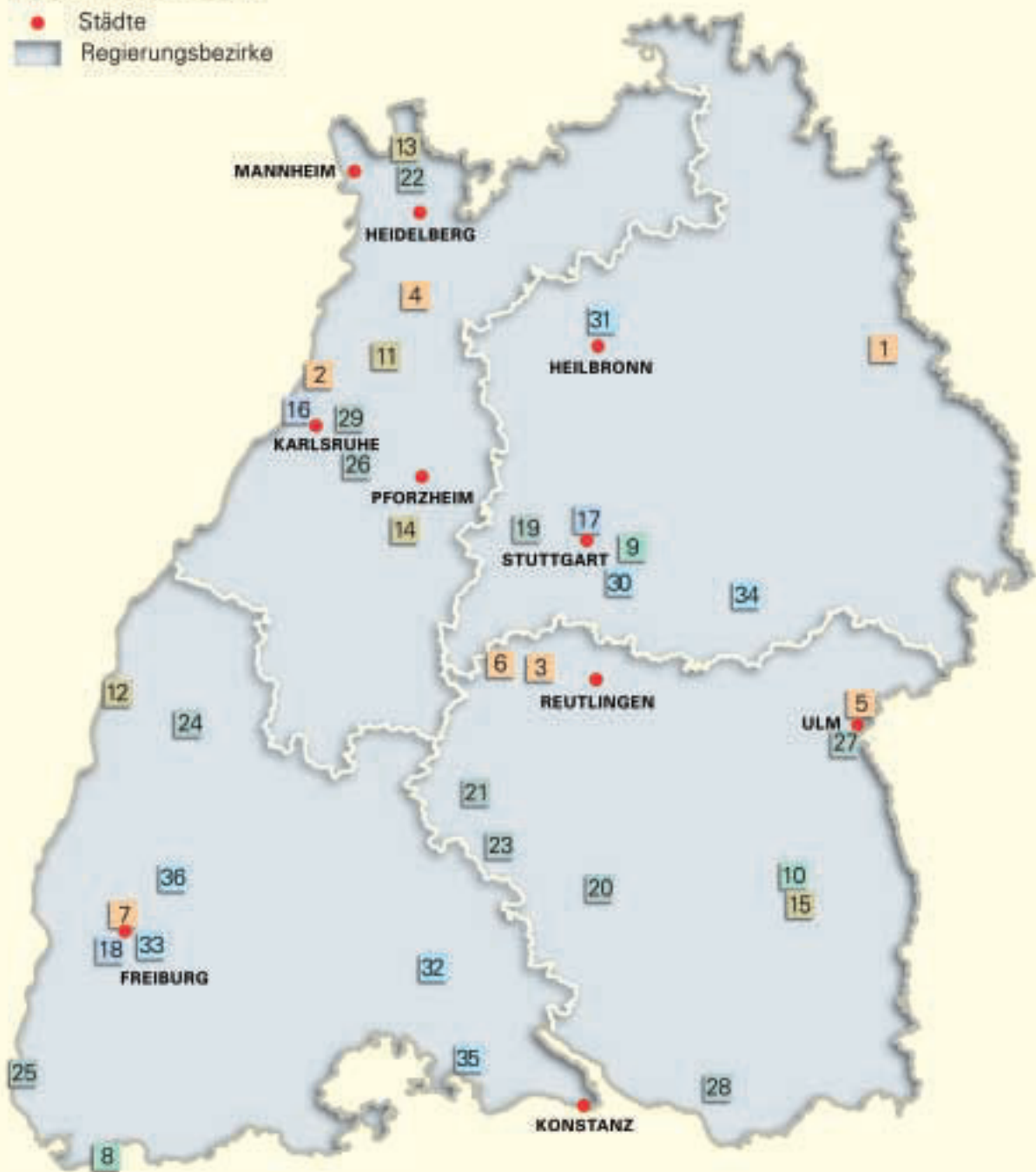
30 OSTFILDERN
31 NECKARSULM
32 MAUENHEIM
33 FREIBURG

34 BAD BOLL
35 SINGEN
36 GUTACH

INTEGRIERTE
PROJEKTE

Baden-Württemberg

- Städte
- Regierungsbezirke





Solarenergie



1 Über Crailsheim geht die Sonne auf

SOLARTHERMISCHE NAHWÄRMENUTZUNG HIRTENWIESEN

Die größte solarthermische Anlage Deutschlands entsteht derzeit in Crailsheim. Bis Ende 2007 sollen insgesamt 10.000 m² Sonnenkollektoren auf öffentlichen Gebäuden sowie einem 900 m langen Lärmschutzwall errichtet werden.

Dadurch sollen zukünftig rund 2.000 Bewohner die Hälfte ihres jährlichen Wärmeenergiebedarfs mit Hilfe eines solarthermischen Nahwärme-konzeptes decken können. Basis dafür ist eine Kombination aus einem neu konstruierten Kurzzeitwärmespeicher mit einem Wasservolumen von 100.000 Litern sowie einem Temperaturniveau von 108 °C und einem Langzeitwärmespeicher.

Der Langzeitwärmespeicher wird im Endausbau aus 120 Erdsonden mit einer Tiefe von 60 m bestehen, über die „überschüssige“ Wärme im Erdreich zwischengespeichert werden kann, die dann bis ins Frühjahr die Wärmeversorgung auf einem Temperaturniveau von 45 °C sicher stellt. Möglich wurde dieses Projekt durch die finanzielle Förderung sowohl aus Berlin als auch aus Stuttgart. Die gesamten Investitionskosten belaufen sich auf rund 7 Mio. Euro, von denen das Bundesumweltministerium 1,88 Mio., die Stadt Crailsheim 1,4 Mio. und das Land Baden-Württemberg 1,1 Mio. beigetragen haben. Den restlichen Anteil tragen die Stadtwerke Crailsheim.

TECHNISCHE DATEN

| | |
|------------------------|---------------------------------|
| Kollektorfläche: | 10.000 m ² |
| Kurzzeitwärmespeicher: | 100.000 Liter Wasser bei 108 °C |
| Langzeitwärmespeicher: | 20 Mio. Liter Wasser |
| Speichertechnologie: | 120 Erdwärmesonden à 60 m Tiefe |
| Inbetriebnahme: | 2004-2009 |

KONTAKT:

- Stadtwerke Crailsheim
Herr Markus Braun
markus.braun@stw-crailsheim.de
www.stw-crailsheim.de
Tel.: (07951) 30 51 15



2 Solare Nahwärme mit Langzeitwärmespeicherung

ENERGETISCHE SANIERUNG EINES SCHUL- UND SPORTZENTRUMS DER SECHZIGER JAHRE



Das Schul- und Sportzentrum der Gemeinde Eggenstein-Leopoldshafen ist ein typisches Schulzentrum der 1960er Jahre für insgesamt ca. 400 Schüler.

Im Rahmen einer stufenweisen Umsetzung entstand das bundesweit erste solare Nahwärmesystem mit Langzeitwärmespeicherung in einem Sanierungsvorhaben. Insgesamt liefern 1.600 m² Kollektoren und ein 4.500 m³ großer Wärmespeicher einen Großteil der Heizenergie. Der Speicher wird als Erdbecken-Wärme-Speicher mit einem Temperaturniveau bis 90 °C ausgeführt.

Auf der 2004 neu gebauten Sporthalle wurden 600 m² Kollektorfläche errichtet. Im Anschluss wurden die Flachdächer eines Schulgebäudes in Pultdächer umgewandelt und liefern mit 1.000 m² Kollektorfläche Solarwärme für das Nahwärmesystem. Unter den Solarkollektoren wurde eine Lüftungsanlage eingebaut, die für hervorragende Lern- und Arbeitsbedingungen sorgt. Zugleich wird damit eine Wärmerückgewinnung ermöglicht.

Der hohe Schwierigkeitsgrad bei der Gesamtmaßnahme ergab sich aus der Besonderheit, dass sowohl die Gebäude als auch ihre Anlagentechnik im Rahmen der Sanierung vollständig auf die Anforderungen eines solaren Nahwärmesystems angepasst werden mussten.

Das Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesumweltministeriums und des Landes Baden-Württemberg gefördert.

KONTAKT:

- Energiekonzept und Planung: Pfeil & Koch
Ingenieurgesellschaft GmbH & Co. KG
Herr Markus Pfeil
energie@pk-i.de
www.pk-i.de
Tel.: (07 11) 67 44 740
- Betreiber:
Gemeinde Eggenstein-Leopoldshafen
www.egg-leo.de
Tel.: (07 21) 97 88 60

TECHNISCHE DATEN

| | |
|-------------------------|-----------------------|
| Bruttogeschossfläche: | 10.500 m ² |
| Nahwärmenetz: | 300 m |
| Solarkollektoren: | 1.600 m ² |
| Langzeitwärmespeicher: | 4.500 m ³ |
| Gas-Spitzenkessel: | 2 x 600 kW |
| Wärmepumpe: | 80 kW |
| Pufferspeicher: | 30 m ³ |
| Solarer Deckungsanteil: | 35-40 % |
| Inbetriebnahme: | 2005-2007 |



3 Wind- und wetterfest mit Photovoltaik

DIE PV-FASSADENANLAGE DER SPORTHALLE EUROPASTRAßE IN TÜBINGEN

Photovoltaik-Anlagen können nicht nur als Dachanlagen konzipiert werden, sondern finden zunehmend auch Einsatz als Fassadenanlagen.

Ein Beispiel für eine PV-Fassadenanlage mit Verwendung rahmenloser PV-Elemente in einer Doppelfunktion als hinterlüftete Fassade und zur Stromerzeugung zeigt die „Sporthalle Europastraße“ in Tübingen.

Durch die Integration von Solarzellen an der rückwärtigen Gebäudefassade wird die Außenhülle des Bauwerks wesentlicher Bestandteil des optimierten Energiekonzeptes der Halle.

Annähernd 1.000 Solarmodule aus 8 mm starken und einen halben Quadratmeter großen Glas-scheiben bieten einen vollwertigen Wetterschutz an der Süd-West-Fassade. Die Spitzenleistung der insgesamt mehr als 20.000 Zellen beträgt bei optimaler Einstrahlung annähernd 40 Kilowatt. Mittels zwölf Strangwechselrichtern wird dieser Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom umgewandelt und direkt in das Versorgungsnetz eingespeist.

Das Erscheinungsbild der Solarfassade wird durch die Auswahl der Solarmodule und des Zellentyps bestimmt. Die rahmenlosen geklammerten Glasmodule unterstreichen die Homogenität der Gesamtfläche. Durch die Reflexion des Lichts an den eingefärbten polykristallinen Solarzellen wird der Effekt einer je nach Wetterlage ganz unterschiedlich schillernden Fassade erzielt.

TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------------------|--------------------|
| Installierte Leistung: | 40 kW _p |
| Stromerzeugung: | 33.000 kWh/a |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen: | rund 21 t pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2004 |

KONTAKT:

- Stadtwerke Tübingen GmbH
Herr Tilman Lohbeck
tilman.lohbeck@swtue.de
www.swtue.de
Tel.: (07071) 157234



4 Belastete Flächen sinnvoll nutzen

DIE PHOTOVOLTAIK-FREIFLÄCHENANLAGE AUF DER SONDERABFALLDEPONIE MALSCH

Freie Flächen für den Betrieb von Photovoltaik-Anlagen sind in Deutschland nur begrenzt verfügbar. Die Nutzung von Deponieflächen zur Errichtung von Photovoltaik-Anlagen entspricht somit dem Grundgedanken zur Begrenzung des Flächenverbrauchs bzw. der Flächenversiegelung.

Nach Stilllegung einer Deponie sind wirtschaftliche Folgenutzungen in der Nachsorgephase, die mit etwa 30 Jahren angesetzt werden kann, kaum möglich. Daher bietet sich die Nutzung dieser Flächen als optimaler Standort für ein Solarkraftwerk an.

Zudem kann dadurch für die bestehende Infrastruktur der Deponie in Form von Baulichkeiten, Verkehrswegen, Umfriedungen etc. eine sinnvolle Folgenutzung gefunden werden.

Diese Vorteile wurden im Projekt zur Errichtung der Freiflächen-PV-Anlage auf der Sonderabfalldeponie Malsch genutzt. Die belegte Deponieoberfläche beläuft sich in der Summe auf ca. 30.000 m², wobei der Pflege der Deponiefläche mittels Schafbeweidung im Projekt Rechnung getragen wurde.

KONTAKT:

- SAD Sonderabfall-Deponiegesellschaft
Baden-Württemberg mbH
Herr Hannes Kretschmer
info@sad-bw.de
www.sad-bw.de
Tel.: 0 72 53 - 2 16 38
- Peschla & Rochmes GmbH
Herr Urban Ehl
info@gpr.de
www.gpr.de
Tel.: (06 31) 3 41 13 32
- Ryttec GmbH
Herr Jürgen Machnow
bad@rytec.com
www.rytec.com
Tel.: (0 72 21) 37 76 00



TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------------------------------|---------------------|
| Installierte Leistung: | 600 kW _p |
| Stromerzeugung (geplant): | 600.000 kWh |
| entsprechend einem Verbrauch von ca. 180 Haushalten | |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen: | 385 t jährlich |
| Inbetriebnahme: | 2006 |

5 Mit Solarenergie hoch hinaus

DIE PV-FASSADE AUS CIS-PHOTOVOLTAIKMODULEN AM GETREIDESILO DER SCHAFFENMÜHLE ULM

Neben Solarmodulen auf Basis von Silizium werden mittlerweile auch verstärkt sogenannte CIS-Photovoltaikmodule eingesetzt, deren Vorteil u.a. in ihrer ästhetischen Optik liegt. CIS-Module verwenden als Halbleiter Kupfer-Indium-Diselenid.

Ein im wahrsten Sinne des Wortes herausragendes Projekt mit Verwendung dieses Modultyps ist in Ulm entstanden. Das Getreidesilo der SchaffenMühle stellt neben dem Ulmer Münster ein neues Wahrzeichen der Stadt dar und überzeugt ästhetisch mit einer weithin sichtbaren Photovoltaik-Fassadenanlage, bestehend aus CIS-Photovoltaikmodulen.

Die Anlage erstreckt sich bis in eine Höhe von 102 Metern und besteht aus insgesamt 1.300 CIS-Modulen der Firma Würth Solar. Die installierte Leistung beträgt 98 kW_p, womit eine Stromerzeugung von rund 70.000 kWh pro Jahr einhergeht.

Die Nutzung des Getreidesilos ist ein beeindruckendes Beispiel, wie sich Tradition, Handwerk und Zukunftstechnologien integrieren lassen.

KONTAKT:

- Carl Künkele zur SchaffenMühle GmbH & Co. KG
info@schaffenmuehle.de
www.schaffenmuehle.de
Tel.: (0731) 967460
- Würth Solar GmbH & Co. KG
wuerth.solar@we-online.de
www.wuerth-solar.de
Tel.: (0791) 946000

TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------------------|--------------------|
| Installierte Leistung: | 98 kW _p |
| Stromerzeugung: | 70.000 kWh |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen: | rund 45 t pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2004 |



6 Schule & Solar

DIE GEMEINSCHAFTSSOLARSTROMANLAGE AUF DER GRUNDSCHULE ROTTENBURG-OBERNDORF

Schule & Solar war lange Zeit ein Traum für die Grundschule Oberndorf. Aus finanziellen Gründen war es der Stadt Rottenburg jedoch nicht möglich, diese Technik in das Gebäude zu integrieren. Die Planungen für dieses Projekt liefen im Vorfeld des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum Jahreswechsel 1999/2000.

Die Solarstromanlage mit 24 kW_p wurde als erste Gemeinschafts-Solarstromanlage im Landkreis Tübingen von einer Gesellschaft bürgerlichen Rechts mit 13 Investoren errichtet.

Im gleichen Zug wurde für die Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung von der Hartmann Energietechnik als Contracting-Projekt eine thermische Solaranlage errichtet. Der Stadt Rottenburg wird die Wärme aus einem auf 60° aufgestellten, 44 Quadratmeter großen Indachkollektor zur Verfügung gestellt. Dazu wurde im kleinen Keller des Schulhauses ein Solarspeicher passgenau geschweißt. Der Restbedarf wird durch den vorhandenen Ölkessel gedeckt.

Im Rahmen eines Tags der Erneuerbaren Energien wurden die beiden Anlagen im März 2001 eingeweiht.

KONTAKT:

- Hartmann Energietechnik GmbH
Herr Thomas Hartmann
thomas.hartmann@hartmann-energietechnik.de
www.hartmann-energietechnik.de
Tel.: (07073) 30 05 80



TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------------------------|--------------------|
| Installierte Leistung PV-Anlage: | 24 kW _p |
| Installierte solarthermische Kollektorfläche: | 44 m ² |
| Stromerzeugung (2006): | rund 23.000 kWh |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen: | rund 15 t |
| Inbetriebnahme: | 2001 |

7 Mit Solarstrahlung kühlen

DIE SORPTIONSGESTÜTZTE KLIMATISIERUNGSANLAGE DER IHK FREIBURG

In der Industrie- und Handelskammer (IHK) Südlicher Oberrhein in Freiburg wurde im Juni 2001 eine sorptionsgestützte Klimatisierungsanlage in Betrieb genommen, mit der zwei vollverglaste Veranstaltungsräume im Dachgeschoss des Gebäudes klimatisiert werden.

Die für den Betrieb dieser Klimaanlage im Kühlfall erforderliche Antriebswärme wird ausschließlich über Solar-Luftkollektoren bereitgestellt.

Die Einbringung dieser Wärme in die Klimaanlage ist aufgrund der kurzen Wege direkt ohne weiteren Wärmetauscher möglich, worin eine besondere Innovation besteht.

Die zweite Besonderheit liegt darin, dass ausschließlich Solarenergie zur Kühlung verwendet wird. Dieser Ansatz, der durch die Zufriedenheit der Nutzer bestätigt wird, ist möglich, da eine hohe zeitliche Übereinstimmung von solarer Einstrahlung und abzuführenden Kühllasten vorliegt.

Gefördert wurde das Projekt u. a. durch die EU sowie das Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg.

KONTAKT:

- Industrie- und Handelskammer Südlicher Oberrhein
info@freiburg.ihk.de
www.suedlicher-oberrhein.ihk.de
Tel.: (07 61) 38 58-0
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Herr Dr. Hans-Martin Henning
info@ise.fraunhofer.de
www.ise.fhg.de
Tel.: (07 61) 45 88-0



TECHNISCHE DATEN

| | |
|---------------------------------|----------------------------------------|
| Klimatisierte Grundfläche: | 148 m ² + 65 m ² |
| Maximaler Zuluft-Volumenstrom: | 10.000 m ³ /h |
| Kollektorfläche: | 100 m ² |
| Max. Anlagenleistung thermisch: | 70 kW |
| Solare Deckung im Kühlfall: | 100 % |
| Solare Deckung im Heizfall: | 20-25 % |
| Inbetriebnahme: | 2001 |





Wasserkraft



8 Der Rhein kann kommen

AUSBAU DES LAUFWASSERKRAFTWERKS RHEINFELDEN

Das bundesweit größte Bauprojekt im Bereich erneuerbarer Energien wird in Rheinfelden realisiert und sieht den Neubau des Laufwasserkraftwerks vor. Damit einher geht eine Steigerung der Leistung von derzeit 26 MW auf insgesamt 100 MW bzw. der Stromproduktion von momentan rund 190 Mio. kWh auf etwa 600 Mio. kWh pro Jahr.

Diese Stromerzeugung reicht aus, um knapp 200.000 Haushalte emissionsfrei mit elektrischer Energie zu beliefern. Insgesamt werden der Umwelt damit jährlich 385.000 Tonnen des klimaschädlichen Kohlendioxids (CO₂) erspart. Zusätzlich werden dort fast 12 Millionen Euro für ökologische Ausgleichsmaßnahmen der Umwelt zugute kommen.

Die Umsetzung des Großprojekts erfolgt in mehreren Etappen. So wird 2007 mit der Fertigstellung des neuen Stauwehrs gerechnet, im Jahr 2011 soll dann das neue Maschinenhaus in Betrieb genommen werden.

In punkto Umweltverträglichkeit sind eine Reihe von Maßnahmen geplant, so u. a. die Renaturierung von Uferabschnitten, der Bau von naturnahen Fischaufstiegsanlagen am Stauwehr sowie die Gestaltung eines naturnahen Lachslachgewässers im Anschluss an den Bau des neuen Kraftwerks.

KONTAKT:

- Energiedienst AG
info@energiedienst.de
www.energiedienst.de
Tel.: (07623) 9 20



TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Leistung: | 100 MW |
| Turbinentyp: | 4 doppelt regulierte Rohrturbinen 1 Dotier-Turbine |
| Ausbauwassermenge: | 1.500 m ³ /s |
| Stromerzeugung: | 600 Mio. kWh |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen: | 385.000 Tonnen jährlich |
| Inbetriebnahme: | 2007 (Stauwehr)/2011 (Maschinenhaus) |



9 Strom aus Trinkwasser

DIE TRINKWASSTERTURBINEN AM HOCHBEHÄLTER BURG/PARKSIEDLUNG, ESSLINGEN



Die Stadtwerke Esslingen nutzen zukünftig mit zwei Turbineninstallationen die in ihren Trinkwassernetzen vorhandene potenzielle Energie. Die positiven Erfahrungen mit der bereits 1996 in Betrieb genommenen Trinkwasserturbine am Hochbehälter Burg führten zur Entscheidung für eine weitere Turbine am Hochbehälter Parksiedlung. Bei den Trinkwasserturbinen handelt es sich im Prinzip um rückwärts laufende Pumpen, welche die Höhendifferenz zwischen den verschiedenen Trinkwasserbehältern zur Erzeugung elektrischer Energie nutzen können. Rund

75 % der sonst ungenutzten potenziellen Energie können so auf umweltschonende Weise in Strom umgewandelt werden. Die installierte Leistung beläuft sich auf insgesamt 157 kW, die zusammen rund 760.000 kWh Strom erzeugen. Aus dieser Stromerzeugung resultiert eine Einsparung an CO₂-Emissionen von knapp 500 Tonnen pro Jahr.

KONTAKT:

- Stadtwerke Esslingen am Neckar GmbH & Co. KG (SWE)
Herr Josef Hückebrink
j.huckebrink@swe.de
www.stadtwerke-esslingen.de



TECHNISCHE DATEN

| | Hochbehälter Burg | Hochbeh. Parksiedlung |
|----------------------------------------------|--------------------------|------------------------------|
| <i>Fallhöhe:</i> | 110 Meter | 116 Meter |
| <i>Installierte Leistung:</i> | 2 x 45 kW | 1 x 67 kW |
| <i>Wirkungsgrad der Turbinen:</i> | ca. 75 % | ca. 75 % |
| <i>Stromerzeugung:</i> | 500.000 kWh pro Jahr | 260.000 kWh pro Jahr |
| <i>Einsparung CO₂-Emissionen:</i> | rund 320 t pro Jahr | rund 167 t pro Jahr |
| <i>Inbetriebnahme:</i> | 1996 | 2006 |

10 Wärme aus Wasserkraft

DIE MODERNISIERUNG DER ALTEN MÜHLE BIBERACH

Das Energiekonzept der Alten Mühle Biberach besteht aus einem neu gebauten Wasserrad und einer Wärmepumpe. Grundlage dieses Energiekonzeptes war die Nutzung des bestehenden Wasserrechts. Durch die Kombination einer der ältesten Energiequellen, dem Wasserrad, mit einer modernen Komponente, nämlich der Wärmepumpe, wird die gesamte Energieversorgung eines großen Gebäudes gewährleistet.

Das Wasserrad erzeugt jährlich ca. 20.000 kWh Strom. Mit diesem Strom wird primär eine Bachwasser gespeiste Wärmepumpe betrieben, der Rest wird im Haus verbraucht oder ins öffentliche Stromnetz eingespeist.

In Spitzenzeiten wird auch Strom vom öffentlichen Netz bezogen, jedoch wird über das Jahr hinweg mehr Strom erzeugt als verbraucht.

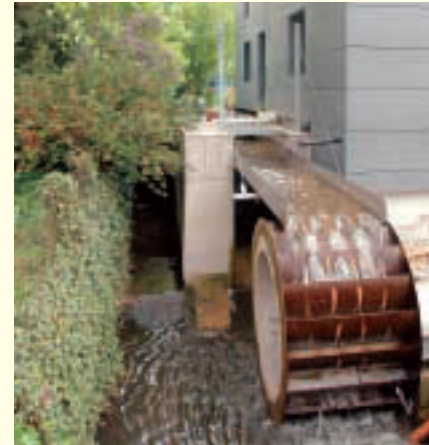
Ohne zusätzliche Energiequelle kann auf diese Weise das gesamte Haus mit Wärme und Warmwasser versorgt werden. Die Raumnutzung der 750 m² großen Mühle sieht eine eigengenutzte Wohnung mit Schwimmbad, zwei Mietwohnungen, Büroräume und eine Schreinerwerkstatt vor.

Im Winter 2005/2006 hat sich das installierte Energiesystem auch bei -20 °C sehr gut bewährt.

Das Modellprojekt wurde gefördert durch das Umweltministerium Baden-Württemberg.

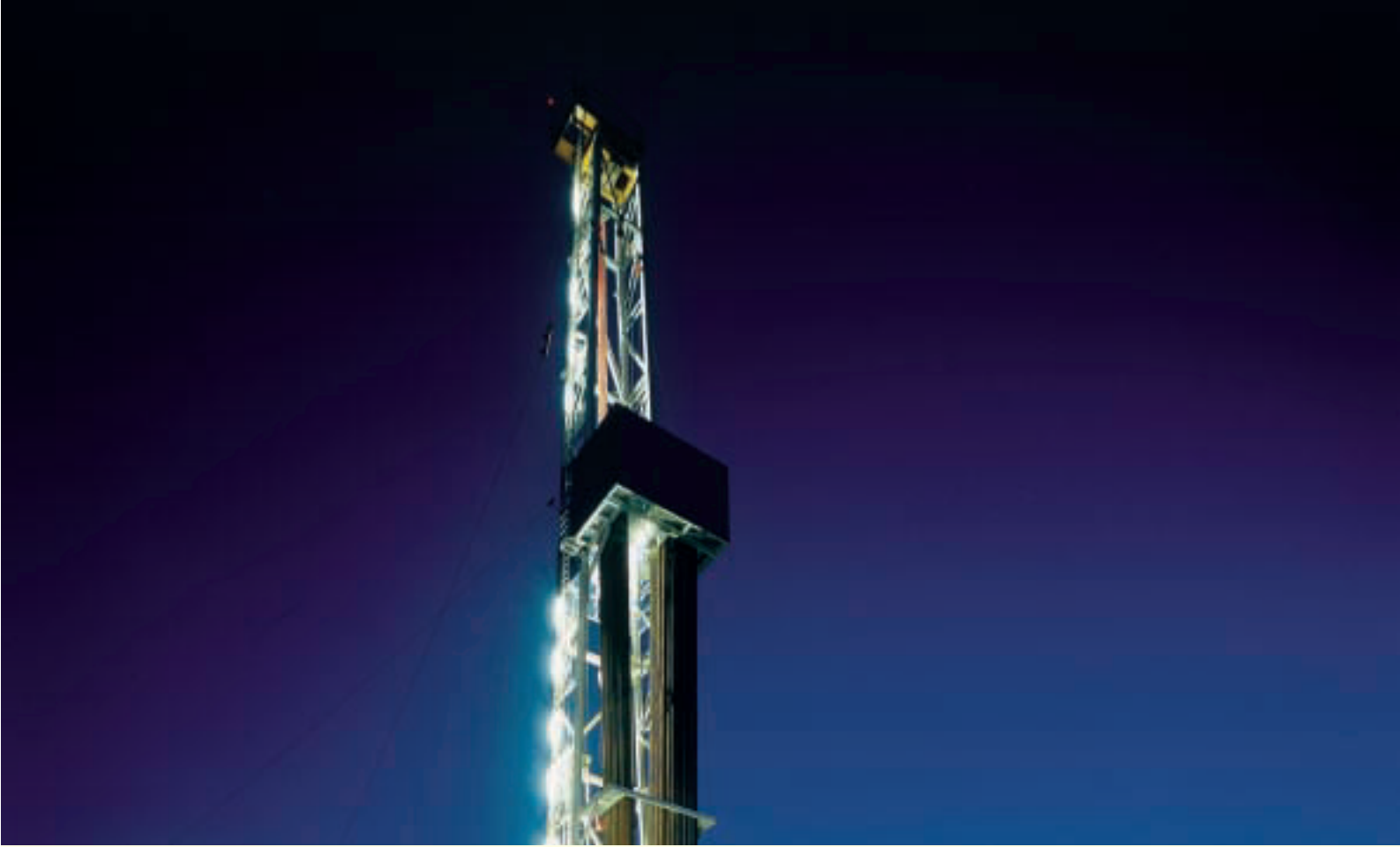
KONTAKT:

- Wolfgang Braun und Inge Zalenga
kokon@versanet.de
Tel.: (073 51) 2 44 11

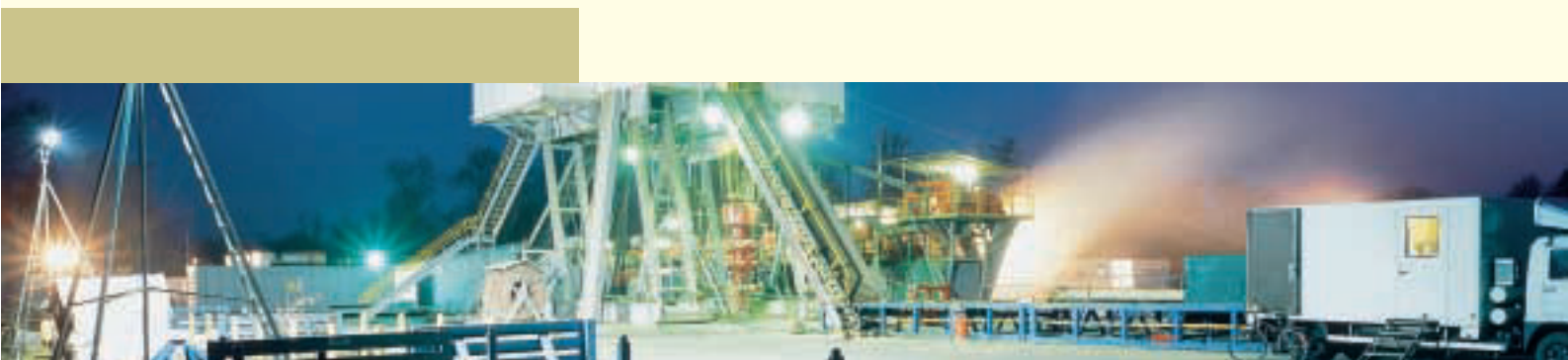


TECHNISCHE DATEN

| | |
|----------------------------------------------|-----------------------------|
| <i>Stromerzeugung des Wasserrades:</i> | <i>ca. 20.000 kWh</i> |
| <i>Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe:</i> | <i>4,9</i> |
| <i>Wärmeleistung der Wärmepumpe:</i> | <i>33,9 kW</i> |
| <i>Wärmeerzeugung (2006):</i> | <i>15.600 kWh</i> |
| <i>Einsparung CO₂-Emissionen:</i> | <i>34,5 Tonnen jährlich</i> |
| <i>Inbetriebnahme:</i> | <i>2005</i> |



Geothermie



11 Strom und Wärme aus der Tiefe

GEOTHERMIEKRAFTWERK BRUCHSAL

Tiefengeothermie zielt auf die Nutzung heißer Gesteinsschichten zur Wärmegewinnung und zur Erzeugung von Strom. In Bruchsal befindet sich im tiefen Untergrund eine Bruchzone, die mit Thermalwasser gefüllt und über zwei Bohrungen erschlossen ist. Das heiße Wasser wird durch eine Pumpe an die Oberfläche befördert und dient dort in einem hierfür optimierten Kraftwerk zur Strom- und Wärmeerzeugung. Danach wird das abgekühlte Wasser über die zweite Bohrung wieder in den Untergrund geleitet.

Die Energie- und Wasserversorgung Bruchsal plant, unterstützt von der EnBW, die Errichtung und Inbetriebnahme eines solchen Erdwärme-Kraftwerks bis zum Jahr 2008. Durch die Bohrungen mit einer Teufe von 2.000 und 2.500 m soll ca. 120 °C heißes Wasser mit einer Förderate von rund 90 m³/h gewonnen werden. Es wird eine Stromerzeugung von ca. 0,55 MW und eine Wärmeerzeugung von 4 MW angestrebt. Die Wärme aus dem Kraftwerk soll zur Versorgung der nahe gelegenen Polizeikaserne verwendet werden.

Das Bruchsaler Geothermieprojekt war bereits 1983 im Rahmen eines Gemeinschaftsprojekts von Europäischer Union, Bund, Land Baden-Württemberg und Energie- und Wasserversorgung Bruchsal GmbH initiiert worden. Aufgrund der wieder rückläufigen Energiepreisentwicklung verlor das Projekt jedoch an Bedeutung

und wurde im Jahr 1987 vorübergehend stillgelegt. Vor dem Hintergrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) konnte im Jahr 2001 das Projekt mit dem Ziel der kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung weitergeführt werden.

KONTAKT:

- Energie- und Wasserversorgung
Bruchsal GmbH
Herr Schopp
www.ewb-bruchsal.de
Tel.: (0 72 51) 70 61 00
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Forschung und Entwicklung
www.enbw.com
Tel.: (0 72 1) 63-17880

TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------|----------------------|
| <i>Leistung thermisch:</i> | 4 MW |
| <i>Leistung elektrisch:</i> | 0,55 MW |
| <i>Bohrtiefe:</i> | 2.000 bzw. 2.500 m |
| <i>Temperatur:</i> | 120 °C |
| <i>Förderrate:</i> | 90 m ³ /h |
| <i>Inbetriebnahme:</i> | 2008 |



12 Tiefengeothermie und Biogas gehen Hand in Hand

HYBRID-HEIZKRAFTWERK NEURIED



In der Gemeinde Neuried soll zukünftig ein Kraftwerk entstehen, das eine grundlastfähige Stromversorgung von ca. 20.000 Haushalten sowie eine Fernwärmeversorgung der angrenzenden Gebiete gewährleistet.

Um dabei eine maximale Energieausbeute zu erreichen, wird im geplanten Hybridkraftwerk, einem weltweit bisher einzigartigen Kraftwerk dieses Typs, die Energie aus Erdwärme und Biogas kombiniert.

Durch Tiefbohrungen sollen Thermalwasservorkommen in Muschelkalk- und/oder Buntsandsteinschichten in einer Tiefe von ca. 2.600 bis 3.000 m erschlossen werden. Die dort zu erwartenden Temperaturen wären mit ca. 115-125 °C ausreichend, um eine wirtschaftliche geothermische Stromerzeugung zu realisieren.

Gleichzeitig entsteht am Standort eine Biogasanlage, die mit regionalen nachwachsenden Rohstoffen betrieben wird. Die Abwärme aus der Biogasanlage soll in die Geothermieranlage transferiert werden, um den Verstromungsgrad bzw. die Effizienz der Anlage zu optimieren. Diese Optimierung von Hoch- und Niedertemperaturverstromung wird auch als Hybridisierung bezeichnet. Potenzielle Fernwärmenutzer können innerhalb der gegebenen Prozesskette mit Abwärme versorgt werden, was zu einer Steigerung der Effizienz der Anlage beiträgt (Kraft-Wärme-Kopplung).

Am 3. August 2006 erfolgte der Spatenstich für das Projekt. Die Biogasanlage soll noch 2007 in Betrieb gehen. Die Abteufung für den geothermischen Kraftwerksteil ist frühestens Ende 2007 geplant.

Die Absicherung des Bohrrisikos soll durch das Land Baden-Württemberg übernommen werden.

KONTAKT:

- Hybridkraftwerk Neuried GmbH & Co. KG
www.hybridkraftwerk-neuried.de
 Tel.: (0 78 07) 9 72 80

TECHNISCHE DATEN

(abhängig von Ausbaustufe und Schüttung)

| | |
|--------------------------------|------------------------|
| Geothermiekraftwerk: | ca. 3 MW _{el} |
| Biogasanlage: | ca. 3 MW _{el} |
| Wärmeauskopplung: | ca. 3 MW _{th} |
| Bohrtiefe: | ca. 2.600-3.000 m |
| Fördertemperatur: | ca. 120 °C |
| Inbetriebnahme (Biogasanlage): | 2007 |

13 Mit Geothermie baden und wohnen

WÄRMEVERSORGUNG DES ERLEBNISBADS MIRAMAR UND DER WOHNSIEDLUNG „LÜTZELSACHSEN-EBENE“ IN WEINHEIM

Die guten geologischen Voraussetzungen in der oberrheinischen Tiefebene und die damit verbundenen hohen Temperaturen in vergleichsweise geringen Tiefen ermöglichen die erfolgreiche Durchführung von Projekten zur Nutzung der Erdwärme.

Ein herausragendes Beispiel hierfür bietet die Umstellung der Wärmeversorgung des Erlebnisbades Miramar in Weinheim.

Die bisherige Wärmeversorgung mit konventionellen Kesselanlagen auf Basis von Erdgas wurde dabei um eine umweltfreundliche, innovative Energiegewinnung mit einer Geothermieranlage ergänzt.

Aus 1.150 Metern Tiefe wird warmes Wasser zur Wärmeversorgung bzw. Beheizung des Erlebnisbades gefördert. Überschüssige Energiemengen, welche überwiegend nachts, aber auch abhängig vom jahreszeitlichen Bedarf des Schwimmbads zur Verfügung stehen, werden der Grundlastversorgung von rund 550 Wohneinheiten im rund 15 ha großen benachbarten Plangebiet „Lützelsachsen-Ebene“ dienen.

Damit entsteht in Weinheim zugleich die erste „Geothermie-Siedlung“ Deutschlands.

Die Leistung der geothermischen Anlage, die sich derzeit im Probetrieb befindet, beläuft sich auf 2,4 MW_{th}, wodurch eine Nutzwärme von ca. 8.000 MWh erschlossen wird.

KONTAKT:

- MVV Energiedienstleistungen GmbH

Herr Heuser

m.heuser@mvv.de

www.mvv-edl.de

Tel.: (0621) 290-32 39



TECHNISCHE DATEN

| | |
|-------------------|----------------------|
| Leistung: | 2,4 MW _{th} |
| Nutzwärme: | 8.000 MWh/a |
| Bohrtiefe: | 1.150 m |
| Temperaturniveau: | 65 °C |
| Inbetriebnahme: | 2006 (Probetrieb) |



14 Das Erdreich als Pendelspeicher

GEOTHERMISCHER KÄLTE-WÄRME-VERBUND IM LEBENSMITTELMARKT



Supermärkte oder Einkaufszentren zeichnen sich sowohl durch eine hohe Nachfrage nach Kälte zur Kühlung der Lebensmittel als auch nach Wärme zur Beheizung des Gebäudes aus.

Mit Hilfe eines so genannten geothermischen Pendelspeichers können sie ihren Energieverbrauch um rund 50 % senken. Der EDEKA Aktiv Markt Koch in Schömburg bei Calw ist der erste Lebensmittelmarkt seiner Art, bei dem die Technologie eines wärmepumpengestützten Kälte-Wärme-Verbunds zur Anwendung kommt.

Das dort installierte System nutzt den Untergrund als thermischen Pendelspeicher, d.h. im Sommer erfolgt die Speicherung von „überschüssiger“ Wärme in der Erde und im Winter kann diese Wärme zur Beheizung der Verkaufsflächen zum Teil wieder entnommen werden. Dazu dienen insgesamt sieben je 140 m tiefe Erdwärmesonden.

Energieströme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus einschließlich der Tieftemperaturkälte, angetrieben durch ein Kältemaschinen-Wärmepumpen-Verbundsystem mit integriertem Energiemanagement, ermöglichen auf diese Weise sowohl die Bereitstellung von Kälte als auch Wärme gänzlich ohne zusätzliche öl- oder gasbefeuerte Heizkesselanlagen bzw. Anlagen zur Raumkühlung. Die Einsparung an CO₂-Emissionen wird auf rund 46 t CO₂ pro Jahr geschätzt.

Das Vorhaben wurde mit Mitteln des Umweltministeriums Baden-Württemberg gefördert.

KONTAKT:

- Zent-Frenger Gesellschaft für Gebäudetechnik mbH
www.zent-frenger.de
Tel.: (0 62 52) 79 07-0
- EDEKA Aktiv Markt Koch
Talstr. 2
75328 Schömburg

TECHNISCHE DATEN

| | |
|------------------------|----------------------|
| Verkaufsfläche: | 1.700 m ² |
| Heizbedarf: | 150 kW |
| Erdwärmesonden | |
| Doppel-U-Rohrsonden: | 4 x 32 mm |
| Spez. Entzugsleistung: | 50 W/m |
| Raum-Kühlleistung: | 85 kW |
| Prozess-Kühlleistung: | 92 kW |
| Anzahl Sonden: | 7 |
| Bohrtiefe: | 140 m |
| Inbetriebnahme: | 2005 |

15 Heizen und Kühlen mit Grundwasser

GRUNDWASSERWÄRMEPUMPE IM BERUFSSCHULZENTRUM BIBERACH

Das Kreisberufsschulzentrum Biberach setzt Maßstäbe für innovative Technikkonzepte im Bereich erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der Nutzungsanforderungen eines modernen Schulbetriebs mit rund 1.650 Schülern.

Die Raumtemperierung wird durch eine so genannte thermische Aktivierung der Stahlbetondecken (Betonkerntemperierung) realisiert, wobei als Wärme- und Kältequelle jeweils Grundwasser zum Einsatz kommt. Dies wird begünstigt durch geeignete Grundwasserströme am Standort der Schule. Ein Förderbrunnen und zwei „Schluckbrunnen“ – jeweils 16 m tief – dienen der Anbindung des Grundwassers an die Wärmetauscher im Gebäude.

Eine Grundwasser-Wärmepumpe deckt die Grundlast der Wärmeversorgung des Gebäudes. Mit ihrer Hilfe wird im Winter ein Temperaturniveau des Grundwassers auf bis zu 28 °C angehoben. Ein Pelletheizkessel deckt über Nachheizregister die Spitzenlasten ab.

Der Kältebedarf wird direkt mit Hilfe des Grundwasser gespeisten Wärmetauschers gedeckt. Das Temperaturniveau des Grundwassers von ca. 10 °C reicht aus, um sämtliche Kältekreisläufe im Gebäude ganzjährig zu versorgen.

Von Planungsbeginn an wurde ein Niedrigenergiegebäude konzipiert, das höchsten energetischen Anforderungen genügen sollte („3-Liter-Haus“).

Das Projekt wurde gefördert durch das Umweltministerium Baden-Württemberg und das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

KONTAKT:

- Hochschule Biberach
Herr Prof. Dr.-Ing. Koenigsdorff
koenigsdorff@fh-biberach.de
www.fh-biberach.de
Tel.: (073 51) 58 22 55
- Landkreis Biberach
Rollinstraße 9
88400 Biberach



TECHNISCHE DATEN

| | |
|----------------------|------------------------------------------------------|
| Bruttogrundfläche: | 11.500 m ² |
| Leistung Wärmepumpe: | 2 x 37 kW _{el} 2 x ~150 kW _{th} |
| Pelletheizkessel: | 120 kW |
| Bruttorauminhalt: | ca. 44.000 m ³ |
| Grundwasserkälte: | 300 kW |
| Grundwasserbrunnen: | max. 18 l/s |
| Inbetriebnahme: | 2004 |





Windkraft



16 Strom verbrauchen kann jeder – Strom erzeugen auch

KARLSRUHE: DER WANDEL VON DER MÜLLDEPONIE WEST ZUM „ENERGIEBERG“

Auf der ehemaligen Mülldeponie-West in Karlsruhe hat sich ein Wandel vollzogen. Denn mittlerweile ist der künstliche Hügel zu einem „Energieberg“ geworden, auf dem jährlich 13,5 Mio. kWh Strom produziert werden. Dies reicht aus, um ca. 13.500 Einwohner mit Strom zu versorgen.

Seit 1999 dreht sich auf der Mülldeponie das erste Windrad mit einer Leistung von 750 kW, nachdem die Genehmigungsphase nur ein Jahr dauerte. Danach folgten 2000 und 2002 die zweite und dritte Windkraftanlage mit 750 kW bzw. 1.500 kW. Im Jahre 2000 wurde der Besucherpavillon, ein Informationszentrum für erneuerbare Energien, auf der Deponie eröffnet. Hier werden jährlich ca. 100 Informationsveranstaltungen durchgeführt. Drei Blockheizkraftwerke (BHKW) verwerten das im Innern des Bergs entstehende Deponiegas, und auf der Südseite ergänzt eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 430 kW_p den „Energieberg“.

Eine Besonderheit des Windmühlenbergs liegt darin, dass sich Einzelpersonen an der Finanzierung beteiligten. Ab einer Einlage von 1.000 Euro

konnten Beteiligungen an der Betreiberfirma erworben werden. Davon haben insgesamt über 500 Anteilseigner Gebrauch gemacht. Auch die Solaranlage wurde auf diese Weise finanziert. Außerdem wurden vor Baubeginn Bürgeranhörungen durchgeführt, die dazu beigetragen haben, die Akzeptanz durch die Anwohner zu verbessern.

KONTAKT:

- Windmühlenberg Windkraftanlage
Verwaltungs-GmbH
Herr Thomas Müllerschön
thomas@muellerschoen.info
www.energieberg.de
Tel.: (07 21) 56 22 69



TECHNISCHE DATEN

| | | | |
|---------------------------------------------|------------------------|---------------------|----------------|
| a) Leistung WEA: | 3.000 kW _{el} | Stromerzeugung: | 4,5 Mio. kWh/a |
| Turmhöhen: | 65-85 m | Rotorendurchmesser: | 52-77 m |
| b) Leistung Photovoltaik: | 430 kW _p | Stromerzeugung: | 0,5 Mio. kWh/a |
| c) Leistung 3 BHKW à 373 kW _{el} : | 1.119 kW _{el} | Stromerzeugung: | 8,5 Mio. kWh/a |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen: | 8.650 t pro Jahr | | |
| Inbetriebnahme: | 1999-2002 | | |

17 Grüner Strom vom Grünen Heiner

DAS BÜRGERWINDRAD IN STUTTGART-WEILIMDORF



Der Grüne Heiner ist ein ehemaliger Schutt- und Auffüllberg auf der Gemarkung Stuttgart-Weilimdorf an der A 81, zwischen den Autobahnausfahrten Stuttgart-Feuerbach und Stuttgart-Zuffenhausen. Windmessungen haben ergeben, dass an diesem Standort im Jahresmittel eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 5,7 m/s vorherrscht und somit gute Voraussetzungen für die Windenergienutzung gegeben sind.

Im März 2000 wurde hier eine Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 500 kW errichtet und der erste Strom ins Netz eingespeist. Die Anlage, die über eine Nabenhöhe von 46 Metern und einen Rotorendurchmesser von 40 Metern verfügt, hat bisher jährlich zwischen 560.000 und 680.000 kWh Strom produziert.

Die Besonderheit dieser Anlage liegt in dem privaten Engagement, durch das die Anlage erst realisiert werden konnte. Von den Gesamtkosten in Höhe von 613.000 Euro haben 72 Kommanditisten ca. 300.000 Euro Eigenkapital in das Projekt eingebracht. Darüber hinaus erfährt die Anlage immer mehr Unterstützung, z. B. von der Lokalen Agenda 21 Stuttgart. Auf diese Weise wird die Windkraftanlage auch mehr und mehr zu einem Wahrzeichen von Weilimdorf.

KONTAKT:

- Gedea Windkraft Grüner Heiner GmbH & Co. KG
gedea@gedea.de
www.gedea.de/Gruener-Heiner.91.0.html
Tel.: (0 71 92) 90 01 88

TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------------------|--------------------------|
| Nennleistung: | 500 kW _{el} |
| Nabenhöhe: | 46 m |
| Rotordurchmesser: | 40 m |
| Erzeugter Strom: | bis 680.000 kWh pro Jahr |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen: | bis rund 440 t pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2000 |



18 In Windeseile lernen

INSTALLATION EINES WINDRADES ZUR STROMERZEUGUNG AN DER STAUDINGER-GESAMTSCHULE IN FREIBURG



Die ersten Arbeiten zur Installation eines Windrades an der Staudinger Gesamtschule begannen 2003, als zwei Lehrer das Schulprojekt „Windkraft“ initiierten. In Rahmen dieses Projektes wurden von den Schülern zunächst zwei Windrad-Prototypen skizziert und anschließend zusammengebaut. Dabei wurde ein Windrad aus einer Fahrradfelge gefertigt und außerdem entstand ein Zweiflügler aus Holz.

Die beiden Prototypen wurden getestet, allerdings traten beim Anlaufen und der Stromerzeugung Schwierigkeiten auf. Da der Wunsch nach einem Windrad nun aber geweckt war, suchten Lehrer und Schüler nach einer Möglichkeit, ein Kleinwindrad an der Schule zu installieren. Dies gelang, da im Rahmen des Programms „Schule auf Umweltkurs“ eine finanzielle Unterstützung gewährt wurde. Neben dem Windrad sind an der Staudinger-Gesamtschule auch eine solarthermische und eine photovoltaische Anlage installiert.

TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------------------|----------------------|
| Maximale Leistung: | 1,0 kW _{el} |
| Turmhöhe: | 15 m |
| Rotordurchmesser: | 2,30 m |
| Stromerzeugung (Windkraft): | 500 kWh pro Jahr |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen: | ca. 320 kg pro Jahr |

Das Windrad heißt „Maja 1000“: Es hat eine maximale Leistung von 1 kW und einen Rotordurchmesser von 2,30 m. In Gemeinschaftsarbeit von Lehrern, Eltern, Schülern und dem Technischen Hilfswerk wurde ein Turm von 15 m Höhe gebaut und das Windrad installiert. Am 14. Juli 2006 fand die Einweihung und Inbetriebnahme im Rahmen eines Sommerfestes statt.

KONTAKT:

- Staudinger-Gesamtschule
ECO/Klima-AG
Sekretariat.StaudingerGS@freiburger-schulen.bwl.de
www.staudi.fr.schule-bw.de
Tel.: (0761) 2 01-77 11





Biomasse



19 Strom aus Kompost

BÖBLINGEN NUTZT ERSTMALS BIOGAS IN EINER HOCHTEMPERATURBRENNSTOFFZELLE

Der Landkreis Böblingen hat mit maßgeblicher Unterstützung der EnBW an der Vergärungsanlage Leonberg eine mittelgroße Brennstoffzellenanlage errichtet, die speziell für den Betrieb mit Biogas aus der Kompostierung ausgelegt ist. Es handelt sich um eine Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle der Firma MTU CFC Solutions. Diesen Typ hatte die EnBW im Michelin Reifenwerk Karlsruhe bereits drei Jahre erfolgreich mit Erdgas betrieben. Die Leonberger Anlage ergänzt das Brennstoffzellen-Erprobungsprogramm der EnBW. Mit ihr gelingt es weltweit erstmals, die Hocheffizienztechnologie-Brennstoffzelle für erneuerbare Brennstoffe zugänglich zu machen, ein wichtiger Schritt für die Energieversorgung der Zukunft. Bei jährlich mehr als 8.000 Volllaststunden werden durch die Stromproduktion von rund 2.000 MWh ca. 1.300 t CO₂ pro Jahr eingespart.



TECHNISCHE DATEN

| | |
|----------------------------------------------|------------------------|
| <i>Elektrische Leistung:</i> | <i>bis zu 250 kW</i> |
| <i>Thermische Leistung:</i> | <i>etwa 120 kW</i> |
| <i>Elektrischer Wirkungsgrad:</i> | <i>ca. 47 %</i> |
| <i>Betriebstemperatur:</i> | <i>650 °C</i> |
| <i>Stromerzeugung:</i> | <i>ca. 2.000 MWh/a</i> |
| <i>Einsparung CO₂-Emissionen:</i> | <i>ca. 1.300 t/a</i> |
| <i>Inbetriebnahme:</i> | <i>2006</i> |

KONTAKT:

- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Herr Bernhard Heyder
b.heyder@enbw.com
www.enbw.com
Tel.: (07 21) 63-17885
- Biogas-Brennstoffzellen GmbH
Herr Wolfgang Bagin
w.bagin@lrabb.de
Tel.: (0 70 31) 663-15 64



20 Effektive Wärmenutzung aus Biogas

NUTZUNG VON WÄRME UND STROM AUS BIOGAS IN SIGMARINGEN

Die Stehle/Köberle Biogas GbR betreibt in Sigmaringen eine Biogas-Anlage mit Gasmotoren, deren Abwärme zur Beheizung von Schulgebäuden und einem Freibad genutzt wird. Die Gasmotoren werden aus Fermentern gespeist, in denen Biomasse vergoren und Biogas erzeugt wird. Aus dem Kühlwasserkreislauf und dem Abgasstrom wird über Wärmetauscher die Abwärme der Gasmotoren ausgekoppelt, über eine ca. 1,5 Kilometer lange Fernwärmeleitung in das

Leitungsnetz der Stadtwerke Sigmaringen eingespeist und zu den Abnehmern geleitet. Die Abnahme der Wärme und die Einspeisung in das vorhandene Netz der Stadtwerke Sigmaringen sind nur durch die enge Kooperation zwischen landwirtschaftlichem Produzenten und kommunalem Abnehmer möglich. Der erzeugte Strom wird ebenfalls durch die Stadtwerke abgenommen.

KONTAKT:

- Stadtwerke Sigmaringen
Herr Andreas Gräfe
graeffe@sigmaringen.de
www.stadtwerke-sigmaringen.de
Tel.: (0 75 71) 10 62 05
- Stehle/Köberle Biogas GbR
Tel.: (0 75 71) 5 21 16



TECHNISCHE DATEN

| | |
|-------------------------------------------------|------------------------|
| Thermische Leistung: | 900 kW |
| Elektrische Leistung: | 450 kW |
| Wärmenetz: | 1.500 m |
| Inbetriebnahme: | 2004 |
| Wärmeproduktion: | 2,8 Mio. kWh pro Jahr |
| Stromproduktion: | 1,15 Mio. kWh pro Jahr |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen (Strom): | rund 750 t pro Jahr |

21 Energie aus Klärschlamm

WIRBELSCHICHTVERGASUNG IN DER KLÄRANLAGE

BALINGEN

In Balingen hat die Firma KOPF eine Anlage zur energetischen Nutzung von Klärschlamm realisiert, wobei ein eigens entwickeltes Vergasungsverfahren zum Einsatz kommt. Eine Schlüsselkomponente des KOPF-Verfahrens ist der Vergasungsreaktor, in dem in einer stationären Wirbelschicht bei Temperaturen von bis zu 900 °C aus dem getrockneten Klärschlamm ein brennbares Gas entsteht. Aus diesem Gas werden in einem Blockheizkraftwerk Strom und Wärme erzeugt.

Nach einer Verweilzeit von etwa 30 Minuten im Reaktor verbleibt vom Klärschlamm nur noch ein inertes Granulat. Es hat einen hohen Gehalt an wertvollem Phosphor, der mit neuen Verfahren extrahiert und anschließend zu Düngemittel verarbeitet werden kann. Letztlich übrig bleibt ein Mineralgranulat, das als Zuschlagstoff zur Herstellung von Asphalt und als Verfüllmaterial im Straßen- und Tiefbau hervorragende Einsatzmöglichkeiten bietet.

Die erste bisher gebaute Anlage in Balingen weist derzeit 22.000 Betriebsstunden auf. Dabei werden jährlich ca. 400 t Schlamm umgesetzt. Bei einer Laufleistung von etwa 2.100 Volllaststunden pro Jahr können durch die Stromproduktion rund 94 t CO₂ eingespart werden.

Momentan wird eine zweite Anlage in Mannheim mit einer jährlichen Durchsatzleistung von 10.800 t geplant.

KONTAKT:

- Kopf AG Umwelt und Energietechnik
info@kopf-ag.de
www.kopf-ag.de
Tel.: (07454) 750



TECHNISCHE DATEN

| | |
|-------------------------------------------------|------------------|
| Betriebstemperatur: | 900 °C |
| Thermische Leistung: | 150 kW |
| Inbetriebnahme: | 2002 |
| Elektrische Leistung: | 70 kW |
| Stromproduktion: | 147 MWh pro Jahr |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen (Strom): | 94 t pro Jahr |

22 Nahwärme im Talhof

NACHHALTIGE NAHWÄRMEVERSORGUNG MIT HOLZHACKSCHNITZELN FÜR DIE BEWOHNER DES ALTENPFLEGEHEIMS STAMMBERG UND DES TALHOFS

Die dezentrale Wärmeversorgung der Liegenschaften der Evangelischen Stadtmission Heidelberg e.V. im Talhof (Schriesheim) wurde durch eine umweltschonende und nachhaltige Nahwärmeversorgung auf Basis von Holzhackschnitzeln ersetzt. Die MVV Energiedienstleistungen GmbH übernahm die Planung, die Finanzierung und den Bau zweier Holzkessel einschließlich eines Nahwärmenetzes und der Übergabestationen. Die Bauzeit betrug lediglich fünf Monate. Der Kessel wird mit 100 % naturbelassenen Holzhackschnitzeln betrieben. Die Heimbewohner des Talhofs wurden in die Umsetzung des Projektes einbezogen. Die Vertragslaufzeit beträgt 15 Jahre. Während dieser Zeit betreibt die MVV Energiedienstleistungen GmbH die Anlage. Die Wärme wird zu einem marktfähigen Preis bereitgestellt.



KONTAKT:

- MVV Energiedienstleistungen GmbH
Herr Jürgen Schneider
j.schneider@mvv.de
www.mvv-business.de
Tel.: (0621) 290-3778
- Evangelische Stadtmission Heidelberg
info@stadtmission-hd.de
www.stadtmission-hd.de
Tel.: (06221) 47690

TECHNISCHE DATEN

| | |
|---------------------|--------------------------------|
| Nahwärmenetz: | 250 m |
| Kesselleistung: | 2 x 320 kW |
| Brennstoffbedarf/a: | 2.100 Schüttraummeter pro Jahr |
| Wärmeabnahme/a: | 1.600 MWh pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2005 |



23 Erneuerbare Energie auf dem Lehrplan

SANIERUNG DER GRUNDSCHULE BUELOCH IN MEßSTETTEN

Im Rahmen eines Energie-Einsparcontractings wurden Maßnahmen zur Erhöhung der Gebäudeenergieeffizienz und Nutzung von erneuerbaren Energien in dem Gebäude der Grundschule Bueloch in Meßstetten durchgeführt. Auf die Fassade der Turnhalle wurde ein Wärmedämmverbundsystem aufgebracht, und auch die Geschossdecke wurde gedämmt. Die neuen Aluminiumfenster aus Wärmeschutzglas mit Gasfüllung und Metallbeschichtung sind ballwursicher und minimieren die Wärmeabgabe über die Fensterflächen. Der bestehende Ölheizkessel und der überdimensionierte Warmwasserspeicher wurden durch eine Holzpelletheizung mit zwei Pufferspeichern und einen dem Warmwasserbedarf angepassten Warmwasserspeicher ersetzt. Zusätzlich wurden alle Heizkörper in der Turnhalle mit Thermostatventilen ausgerüstet. Zur Vermeidung von Lüftungswärmeverlusten wurde eine Be- und Entlüftung in den außen liegenden Toiletten eingebaut.

Gemeinsam mit Schülern und Lehrern wird ein Begleitprogramm durchgeführt, um die Sensibilität gegenüber Energie zu steigern.

Durch die Gründung einer Energie-AG und die Schulung der Energiesprecher der unteren Klassen soll die gesamte Schülerschaft in das Ener-

giesparprojekt eingebunden werden. Die Informationsbeschaffung, Aufbereitung und Weitergabe soll Bestandteil der Projektprüfung in Klasse 9 sein. Durch den Umstieg auf Pellets als Brennstoff und die Gebäudesanierung werden jährlich rund 74 t CO₂ weniger emittiert. Die jährliche Ersparnis für die Brennstoffkosten beläuft sich auf rund 12.000 Euro.



TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------------------|--------------------|
| Kesselleistung: | 220 kW |
| Brennstoffbedarf/a: | 33 t |
| Pufferspeichervolumen: | 3 m ³ |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen: | rund 74 t pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2006 |

KONTAKT:

- EnBW Vertriebs- und Service GmbH
Herr Hans Lang
h.lang@enbw.com
www.enbw.com
- Stadtbauamt Meßstetten
Herr Wissmann
Tel.: (07431) 63 49 45



24 Industrie setzt auf Heizen mit Holz

HEIZKRAFTWERK IN GENGENBACH



2001 hat die von den Investoren MVV Energiedienstleistungen GmbH und A+S NaturEnergie GmbH gegründete Projektgesellschaft MVV Industriekraftwerk Gengenbach GmbH das Biomasse-Industriekraftwerk von den HUKLA-Werken GmbH übernommen und umgebaut. In dem Industriebetrieb fallen bei der Möbelproduktion jedes Jahr rund 3.750 Tonnen unbelastetes Abfallholz an. Weitere Holzhackschnitzel beschafft die MVV IKG am Markt und kann

somit den Energieträger Heizöl fast vollständig ersetzen. Das MVV Industriekraftwerk Gengenbach produziert Strom und Wärme aus Biomasse mit Hilfe einer Dampfturbine. Der Strom wird ins allgemeine Stromnetz eingespeist und nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet, die Wärme wird in Form von Dampf von den HUKLA-Werken für Produktionsprozesse und zur Bereitstellung von Heizwärme abgenommen.

TECHNISCHE DATEN

| | |
|-------------------------------------------|-----------------------------|
| <i>Thermische Leistung:</i> | <i>13 MW</i> |
| <i>Wärmeabnahme:</i> | <i>30.000 MWh pro Jahr</i> |
| <i>Elektrische Leistung:</i> | <i>1,9 MW</i> |
| <i>Stromproduktion:</i> | <i>14.000 MWh pro Jahr</i> |
| <i>Wärmetrasse:</i> | <i>3.000 m</i> |
| <i>Brennstoffmenge:</i> | <i>30.000 t pro Jahr</i> |
| <i>CO₂-Einsparung (Strom):</i> | <i>ca. 9.000 t pro Jahr</i> |

KONTAKT:

- MVV Energiedienstleistungen GmbH
Herr Detlev Seidler
www.mvv-edl.de
Tel.: (0621) 290-0
- A+S NaturEnergie GmbH
Herr Joachim Erb
info@as-bio.de
www.as-bio.de
Tel.: (070 46) 98 80



25 Kinder heizen mit Pflanzenöl

WÄRME UND STROM AUS PFLANZENÖL FÜR KINDERGARTEN UND GEMEINDEHALLE IN BAD BELLINGEN

Die alte Ölkesselanlage des Kindergartens und der Gemeindehalle in Bad Bellingen wurde durch ein Pflanzenöl-BHKW mit Pufferspeicher und Pflanzenöl-Spitzenlastkessel ersetzt. Dabei wurde die Gesamtkesselleistung von 180 kW (Öl) auf 88 kW reduziert. Der Umbau ging mit einer Sanierung der bestehenden Heizgruppen einher. Überdies wurde die Heizungsregelung erneuert und die alte Öltankanlage für die Pflanzenöllagerung umgebaut. Auch die Kaminanlage wurde einer Erneuerung unterzogen. Das Pflanzenöl-BHKW deckt etwa 75 % des Jahresheizbedarfs, den Rest liefert der ebenfalls mit Pflanzenöl betriebene Spitzenlastkessel mit 70 kW Leistung.

Im Zuge der Modernisierungsmaßnahmen wurden für eine bequeme Fernüberwachung und die Möglichkeit der Fernabfrage diverser Zählerstände gesorgt. Das Projekt wurde durch die Zusammenarbeit mit der Firma BEnAG realisiert und wird von dieser im Rahmen eines Contracting-Konzeptes betrieben. Die jährlich erzeugten rund 40.000 kWh Strom werden in das öffentliche Netz eingespeist.

KONTAKT:

- BEnAG BioEnergieAnlagen GmbH

Herr Reiner Issler

info@benag.de

www.benag.de

Tel.: (076 02) 92 05 00

- Gemeinde Bad Bellingen

rathaus@gemeinde.bad-bellingen.de

www.gemeinde-bad-bellingen.de

Tel.: (07635) 81190



TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------------------|-----------------------|
| Elektrische Leistung: | 8 kW |
| Thermische Leistung: | 18 kW |
| Stromproduktion: | 40.000 kWh pro Jahr |
| Brennstoffbedarf: | 15.000 Liter pro Jahr |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen: | ca. 25 t pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2006 |

26 Brennwerttechnik auch bei Holz

HOLZHACKSCHNITZEL-HEIZZENTRALE IM SCHULZENTRUM KARLSBAD-LANGENSTEINBACH

Die Contracting-Firma KWA versorgt aus einer Holzheizanlage das Schul- und Sportzentrum der Gemeinde Karlsbad mit Wärme. Das Projekt umfasst den Neubau einer Heizzentrale, die Verlegung von Wärmeleitungen sowie die Sanierung des Schulgebäudes.

Der Holzheizkessel hat eine Leistung von 600 kW und stellt 85 % der insgesamt rund zwei Millionen Kilowattstunden Wärme, die jährlich benötigt werden. Zur Abdeckung der Spitzenlasten ist ein Zusatzkessel (Öl) mit einer Leistung von 1.120 kW installiert. Die Gebäude der Haupt- und Realschule, des Gymnasiums, der Jahnhalle und der Schelmenbuschhalle sowie der Neubau einer Sporthalle wurden zu einem Wärmeverbund mit gemeinsamer Heizzentrale zusammengeschlossen.



Die Anlage wird mit Landschaftspflegeholz und unbehandeltem Altholz betrieben. Um eine optimale Brennwertnutzung zu ermöglichen, wurde die Holzheizanlage mit einer Rauchgaskondensationsanlage ausgerüstet. Die Kondensation bewirkt zusätzlich eine 10 bis 20 Prozent höhere Wärmenutzung. Darüber hinaus werden die Schadstoffemissionen niedrig gehalten – bei Staub wird beispielsweise ein Wert unter 50 Milligramm pro Kubikmeter Abgas erreicht.



KONTAKT:

- Ingenieurbüro Schuler, Herr Schuler
w.schuler@ing-buero-schuler.de
www.ing-buero-schuler.de
Tel.: (07142) 93630
- KWA Contracting AG
info@kwa-ag.de
www.kwa-ag.de
Tel.: (07142) 936390

TECHNISCHE DATEN

| | |
|----------------------|--------------------|
| Thermische Leistung: | 600 kW |
| Wärmeproduktion: | 2.200 MWh pro Jahr |
| Brennstoffbedarf: | 3.100 m³ pro Jahr |
| Wärmeverbundnetz: | 800 m |
| Inbetriebnahme: | 2005 |

27 Holzbetriebene Klimaanlage

WÄRME, STROM UND KÄLTE AUS HOLZ MITTEN IN DER STADT

Im Heizkraftwerk der Fernwärme Ulm GmbH (FUG) wurde zu Beginn des Jahres 2004 ein biomassebefeuerter Kesselblock mit 58 MW Heizleistung in Betrieb genommen. Dieser speist das bestehende Fernwärmenetz mit regenerativ erzeugter Wärme und das öffentliche Stromnetz mit regenerativ erzeugtem Strom. Überdies wird von der Universität Ulm mittels eines Kälteabsorbers mit 5 MW Leistung aus der dem Netz entnommenen Wärme Kälte erzeugt.

TECHNISCHE DATEN

| | |
|--------------------------------------|------------------------|
| Kesselleistung: | 58 MW _{th} |
| Wärmeproduktion: | 300 GWh pro Jahr |
| Elektrische Leistung: | bis 9,6 MW |
| Stromproduktion: | 54 GWh pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2004 |
| Wärmetrasse (FUG gesamt): | 140 km |
| Brennstoffmenge (Bio-HKW): | 120.000 t pro Jahr |
| Kälteleistung (Uni-Absorber): | 5 MW |
| CO ₂ -Einsparung (Strom): | rund 35.000 t pro Jahr |

Der 100 %ige KWKK-Betrieb (Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung) der Entnahmegegendruckturbine ist rein wärmegeführt. Der Biomassebrennstoff setzt sich aus Holzhackschnitzeln und Sägespänen aus naturbelassenem Holz und Altholz zusammen. Der Brennstoffausnutzungsgrad der gesamten Anlage beträgt mehr als 77 %, das heißt, dass über drei Viertel der in der Biomasse enthaltenen Energie in Strom und Wärme umgewandelt werden. Die Anlage ist nach der 17. BImSchV genehmigt und kann damit Altholz verwerten. Sie entspricht damit den strengen gesetzlichen Emissionsbestimmungen. Durch die jährliche Produktion von 54 GWh Strom wird eine CO₂-Einsparung von rund 35.000 t pro Jahr realisiert.



KONTAKT:

- Fernwärme Ulm GmbH
Herr Karl Zepf
karl.zepf@fernwaerme-ulm.de
www.f-u-g.com
Tel.: (0731) 3992-125
- Stadtwerke Ulm
www.swu.de
Tel.: (0731) 1660

28 Alte Technik neu serviert

STROM UND WÄRME FÜR LIEBENAU MIT EINEM STIRLING-MOTOR



Die Stirling-Technologie ist bereits seit fast zwei Jahrhunderten bekannt. Vermehrt findet sie auch heute wieder in unterschiedlichen Konzepten zur gekoppelten Produktion von Wärme und Strom Anwendung. So auch in Liebenau. Hier werden zwei Stirling-Motoren in Kombination mit einer Hackschnitzelfeuerung betrieben. Die Wärme wird sowohl in das Fernwärmenetz der Stiftung Liebenau zur Versorgung des Standortes Liebenau als auch über eine 2 km lange Verbindung in das Wärmenetz des nahe gelegenen Standortes Hegenberg geleitet. Dort wird eine Behinderteneinrichtung mit der Wärme versorgt.



Die Stiftung Liebenau wurde vor mehr als 135 Jahren gegründet und ist in den Bereichen Altenhilfe, Behindertenhilfe, Bildung und Dienstleistungen an rund 80 Standorten in Deutschland, Österreich und der Schweiz tätig.

In das Verbundkonzept wird derzeit noch eine Anlage zur thermischen Verwertung von ISA (Inkontinenz-System-Abfälle) integriert, in denen etwa 75 bis 80 % der Abfälle der Behinderten-

einrichtungen aus dem Regionalbereich energetisch genutzt werden. Die Anlage ist nach der 17. BImSchV genehmigt. Auch die Gewächshäuser werden mit Wärme und eine Wäscherei mit Heißwasser versorgt. In der Wäscherei wird das Heißwasser in Form von Dampf genutzt. Dies garantiert eine Wärmeabnahme für die Biomasseanlage auch in den Sommermonaten.

Die Stirlingmotoren befinden sich noch im Versuchsstadium. In circa einem Jahr sollen sie voll funktionsfähig sein. Wird die geplante jährliche Stromproduktion von 300 MWh erreicht, können rund 200 t CO₂ eingespart werden.

Das Vorhaben wurde mit Mitteln des Umweltministeriums Baden-Württemberg gefördert.

KONTAKT:

- Stiftung Liebenau
Herr Nauerz
info@stiftung-liebenau.de
www.stiftung-liebenau.de
Tel.: (0 75 42) 100

TECHNISCHE DATEN

| | |
|--------------------------------------|----------------------|
| Elektrische Leistung: | 2 x 37 kW |
| Stromproduktion (Ziel): | 300 MWh pro Jahr |
| CO ₂ -Einsparung (Strom): | ca. 200 t pro Jahr |
| Nennleistung: | 480 kW _{th} |
| Wärmeproduktion: | 2.800 MWh pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2005 |

29 Energie aus Abfall

KOMBINATION VON DEPONIE- UND BIOGAS MIT EINER HOLZHACKSCHNITZEL-ANLAGE ZUR STROM- UND WÄRMEPRODUKTION AUF DER DEPONIE OST IN KARLSRUHE

Ende der 80er Jahre wurde die Deponie Ost in Karlsruhe saniert und mit einer Sickerwasser- und Deponiegasbehandlungsanlage ausgerüstet. Durch die Verbrennung des Deponiegases wird Dampf erzeugt, in einem Dampfmotor zu Strom umgewandelt und zum Betrieb einer Anlage zur Sickerwasserbehandlung verwendet. Nach der Einführung der Biotonne im Jahr 1997 wurde zusätzlich eine Bioabfallvergärungsanlage in Betrieb genommen. Neben dem Deponiegas wird seitdem ein weiterer gasförmiger Biobrennstoff erzeugt und energetisch genutzt.

Im Jahr 2002 wurde der Anlagenverbund um eine Hackschnitzelfeuerungsanlage erweitert. Durch die Erweiterung konnte ausreichend Wärme produziert werden, um den Anlagenverbund an das Fernwärmenetz anzuschließen und die Wohngebiete „Fünzig Morgen“ und „Rehbuckel 2“ mit zusammen etwa 140 Wohneinheiten und einer Mehrzweckhalle mit Heizwärme zu versorgen.

Vor dem Hintergrund einer optimierten wirtschaftlichen Nutzung der Gaspotenziale ist für die nahe Zukunft eine Umstrukturierung des Anlagenverbundes geplant. Für die Nutzung des Deponiegases wird der Einsatz einer Mikrogasturbine geprüft. Diese soll mit einem konventionellen Gasmotor, in dem das Gas der Bioabfallvergärungsanlage verstromt wird, kombiniert werden.

KONTAKT:

- Stadt Karlsruhe
Amt für Abfallwirtschaft
Herr Bernd Boos
Bernd.Boos@afa.karlsruhe.de
www.karlsruhe.de
Tel.: (07 21) 1 33 70 20



TECHNISCHE DATEN

| | |
|-------------------------------------------|----------------------------|
| <i>Dampfmotorleistung:</i> | <i>470 kW_{el}</i> |
| <i>Leistung Biogasfeuerung:</i> | <i>1,8 MW</i> |
| <i>Leistung Holzfeuerung:</i> | <i>2,0 MW</i> |
| <i>Inbetriebnahme Dampfmotor:</i> | <i>1990</i> |
| <i>Inbetriebnahme Holzkessel:</i> | <i>2002</i> |
| <i>Stromproduktion:</i> | <i>1.500 MWh pro Jahr</i> |
| <i>CO₂-Einsparung (Strom):</i> | <i>ca. 950 t pro Jahr</i> |
| <i>Wärmeproduktion:</i> | <i>2.400 MWh pro Jahr</i> |
| <i>Brennstoffbedarf:</i> | <i>5.000 t pro Jahr</i> |
| <i>Inbetriebnahme Vergärung:</i> | <i>1997</i> |





Integrierte Projekte



30 Polygeneration im Scharnhauser Park

WÄRME, KÄLTE UND STROM FÜR EIN STADTGEBIET IN OSTFILDERN

Der „Scharnhauser Park“ ist ein urbanes Neubaugebiet der besonderen Art und stellt ein Zukunftsprojekt der Stadt Ostfildern dar. Auf einer Fläche von 150 ha wird im Endausbau für 10.000 Einwohner ein ökologisch vorbildlicher, familienfreundlicher Wohn- und Lebensort entstehen, an dem zugleich 2.500 Arbeitsplätze angesiedelt sind. Im Rahmen des EU-Concerto-Programms werden energieeffizientes Bauen und der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien im Scharnhauser Park durch das Projekt POLYCITY gefördert und wissenschaftlich begleitet. Einem ganzheitlichen Ansatz folgend verbindet eine neue U-Bahn-Linie das Entwicklungsgebiet mit dem Stadtzentrum Stuttgarts. Außerdem führt die Kombination von Arbeitsstätten, Wohngebieten und öffentlichen Parkflächen zu einem integrierten Wohn- und Verkehrskonzept mit hohem Komfort und niedrigem Energieverbrauch.

Seit 2004 ist das Holzheizkraftwerk Scharnhauser Park – gefördert durch Mittel des Landes Baden-Württemberg – das zentrale Element der Energieversorgung, an welches alle Bewohner des Stadtteils durch ein Nahwärmenetz angeschlossen sind. Es verfügt über eine Wärmeleistung von 6,6 MW sowie eine elektrische Leistung von 1 MW und soll demnächst auch thermisch erzeugte Kälte liefern. In dem Heizkraftwerk wird vornehmlich Landschaftspflegeholz aus dem Landkreis Esslingen eingesetzt, insgesamt besteht ein Jahresholzverbrauch von 61.000 Schüttkubikmetern. Zudem sind mehrere in die Dach- und Gebäudeflächen integrierte

Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 70 kW_p ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgung. Durch die Nutzung von Geothermie und die Installation einer Entspannungsturbine an einem Wasserhochbehälter wird der Energiemix weiter diversifiziert.

KONTAKT:

- Stadt Ostfildern,
Herr Jürgen Fahrländer
j.fahrlander@ostfildern.de
www.ostfildern.de
www.polycity.net
Tel: (0711) 34 04-415



TECHNISCHE DATEN

| | |
|----------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|
| Leistung Holzheizkraftwerk: | 6,6 MW _{th} und 1 MW _{el} |
| Leistung Photovoltaik: | 70 kW _p |
| Wärme-/Stromerzeugung Holz-HKW: | 27,4 Mio. kWh _{th} /5,4 Mio. kWh _{el} pro Jahr |
| Länge Nahwärme-Verteilnetz: | 13,5 km |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen (Holz-HKW-Strom): | 3.500 t pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2004 |

31 Solarstadt Neckarsulm

EINE STADT STEHT AUF SOLARENERGIE



In der „Solarbundesliga“ erreichte die Stadt Neckarsulm mit ihren 27.000 Einwohnern schon viermal den ersten Platz bei den Mittelstädten. Mit einer aktuellen Fläche von 0,34 m² solarthermischer Kollektoren sowie einer Photovoltaik-Leistung von 79,7 Watt pro Einwohner verfügt Neckarsulm über zwanzigmal so viel Solarkollektorfläche bzw. zehnmals so viel Photovoltaik-Leistung wie der Bundesdurchschnitt.

Ein Beispiel für eine effiziente Nahwärmeversorgung ist der Stadtteil Amorbach, der zu 50 Prozent solar beheizt wird. Im Rahmen eines europaweiten Pilotprojektes wurde in diesem Stadtteil eine solar unterstützte Nahwärmeinsel errichtet, die Wärme für Raumheizung und

Warmwasserbereitung für über 900 Haushalte liefert. In das System sind 7.500 m² Sonnenkollektoren integriert. Die Wärme, die in den Sommermonaten nicht sofort zur Heizung oder Brauchwasser-Erwärmung benötigt wird, kann durch einen Langzeit-Erdsondenwärmespeicher im Winter nutzbar gemacht werden. Das Projekt wurde 1995 begonnen und mit der Erweiterung des Wohngebietes sukzessive vergrößert.

In einem zweiten Pilotprojekt wurde ein Biomasseheizkraftwerk im Gewerbegebiet „Trendpark Süd“ mit einer Wärmeleistung von 6 MW_{th} und einer elektrischen Leistung von 1 MW_{el} errichtet.

TECHNISCHE DATEN

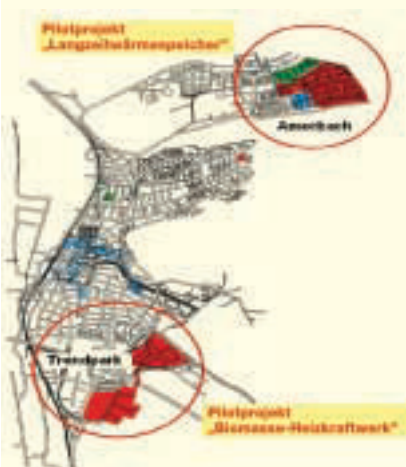
| | |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| Leistung Biomasseheizkraftwerk: | 6 MW _{th} und 1 MW _{el} |
| Wärme-/Stromerzeugung HHKW: | 26,2 Mio. kWh _{th} / 4,3 Mio. kWh _{el} pro Jahr |
| Solarkollektoren: | 7.500 m ² |
| Leistung Photovoltaik: | 2.100 kW _p |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen (Strom): | 3.900 t pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 1995-2004 |

Neckarsulm ist ein positives Beispiel einer Kommune, die sich konsequent für eine kommunale Energiepolitik und eine ökologische Energieversorgung einsetzt. Zur Realisierung der verschiedenen Vorhaben wurden Fördermittel von Land, Bund und EU in Anspruch genommen.

Seiner Vorreiterrolle wird Neckarsulm auch durch die Schaffung eines lokalen Klimaschutz-Förderprogramms und die Teilnahme am Projekt „Energy in Minds“ im Rahmen der EU-Initiative Concerto gerecht. Hier soll durch Einbindung der gesamten Gemeinde ein deutlicher Sprung hinsichtlich Energieeinsparung und regenerativer Energien erreicht werden.

KONTAKT:

- Stadt Neckarsulm
Bürgermeister Klaus Grabbe
info-stadt@neckarsulm.de
- Steinbeistransferzentrum EGS
Herr Dr.-Ing. Boris Mahler
info@stz-egs.de
www.stz-egs.de
www.energy-in-minds.de
Tel.: (07 11) 99 00 75



32 Die kommunale Energiewende

DAS ENERGIEAUTARKE BIOENERGIE-DORF MAUENHEIM

Mauenheim – ein Ort mit 400 Einwohnern – ist das erste Dorf in Baden-Württemberg, das sich vollständig aus regenerativen Energien versorgt. Neben den ökologischen Vorteilen hat dies auch einen hohen regionalwirtschaftlichen Wert. Die Energiekosten fließen nicht mehr ab, sondern bleiben als Kaufkraft vor Ort. Das Vorhaben wurde durch zwei ortsansässige Landwirte und die Firma solarcomplex mit finanzieller Unterstützung des Landes Baden-Württemberg realisiert.

In einer Biogasanlage am Mauener Ortsrand, die demnächst erweitert wird, werden jährlich rund 2 Mio. kWh Strom erzeugt, das entspricht etwa dem Vierfachen des derzeitigen Strombedarfs. Gleichzeitig fällt dabei eine nutzbare Abwärme von rund 1,8 Mio. kWh an, die dazu beiträgt, ca. 50 % des örtlichen Heizwärmebedarfs zu decken. Weil zudem ein Holzhackschnitzelheizwerk mit einer Heizleistung von 900 kW betrieben wird, ist es möglich, den gesamten örtlichen Wärmebedarf aus Bioenergie bereitzustellen. Durch ein Nahwärmenetz von insgesamt rund 4 km Länge sind der alte Dorf-

kern, ein bestehendes Neubaugebiet sowie ein in Planung befindliches Neubaugebiet an die Nahwärmeversorgung angeschlossen.

Zusätzlich sind in Mauenheim Photovoltaikmodule mit einer Leistung von gut 150 kW_p installiert. Insgesamt wird somit über ein Viertel des Mauener Stroms solar bereitgestellt. Zusammen mit dem Stromangebot aus der Biogasanlage wird ein Mehrfaches des Strombedarfs abgedeckt.

KONTAKT:

- solarcomplex GmbH
box@solarcomplex.de
www.solarcomplex.de
Tel.: (07731) 82740
- Gemeindeverwaltung Immendingen
gemeindeverwaltung@immendingen.de
www.immendingen.de
Tel.: (07462) 240

TECHNISCHE DATEN

| | |
|-------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| Leistung Biogasanlage: | 263 kW _{th} und 250 kW _{el} |
| Leistung Hackschnitzelheizwerk: | 900 kW _{th} |
| Leistung Photovoltaik: | ca. 150 kW _p |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen (Stromerzeugung): | ca. 1.350 t pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2006 |



33 Umweltfreundlich übernachten

HOHER KOMFORT MIT ERNEUERBAREN ENERGIEN

IM BEST WESTERN PREMIER HOTEL VICTORIA IN FREIBURG

Das Best Western Premier Hotel Victoria mit seinen 100 Betten ist ein Energiegroßverbraucher: 210.000 kWh Strom und 450.000 kWh Wärme werden hier jährlich bezogen. Die für den Hotelbetrieb benötigte Energie wird zum Großteil durch Bio- und Solarenergie zur Verfügung gestellt.

Solarenergie wird im Hotel seit dem Jahr 2000 genutzt. Eine solarthermische Anlage mit einer Kollektorfläche von 30 m² trägt zur Wärmeerzeugung bei und kann an Sonnentagen alleine die benötigte Wärmemenge zum Duschen und Waschen bereitstellen. Außerdem ist eine Photovoltaik-Anlage installiert, die über eine Leistung

von 7,6 kW_p verfügt und eine jährliche Menge von 7.000 kWh Solarstrom produziert. Eine Anzeigetafel in der Rezeption veranschaulicht Gästen und Mitarbeitern die Ergebnisse der Anlage.

Zusätzlich werden durch die Beteiligung am Windkraftwerk Ettenheim weitere 100.000 kWh grüner Strom erzeugt. Im Frühjahr 2002 wurde die Ölheizung durch eine Pelletheizung mit einer Leistung von 300 kW_{th} ausgetauscht. Zur Deckung des Wärmebedarfs werden jährlich rund 100 Tonnen Holz verbrannt.

Mit diesen Maßnahmen beweist das Victoria tagtäglich, dass hoher Komfort und Umweltschutz gut zusammenpassen.

TECHNISCHE DATEN

| | |
|-----------------------------------------------------------------------|----------------------|
| Leistung Pelletheizung: | 300 kW _{th} |
| Solarkollektoren: | 30 m ² |
| Leistung Photovoltaik: | 7,6 kW _p |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen (Stromerzeugung PV + Wind): | rund 70 t pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2002 |

KONTAKT:

- Best Western Premier Hotel Victoria
Herr Bertram Späth
spaeth@victoria.bestwestern.de
www.hotel-victoria.de
Tel.: (0761) 2073 40



ERNEUERBARE ENERGIEN ALS GANZHEITLICHES KONZEPT IN DER EVANGELISCHEN AKADEMIE BAD BOLL

Die 1945 gegründete Evangelische Akademie Bad Boll ist eine Bildungsstätte der Evangelischen Landeskirche in Württemberg. Jährlich nehmen etwa 18.000 Tagungsgäste an ca. 420 Tagungen teil. Die Gebäude liegen in einem parkähnlichen Gelände zwischen den Streuobstwiesen des Voralbgebietes. Ein wichtiges Thema der Tagungsarbeit ist die Entwicklung von Perspektiven einer nachhaltigen Entwicklung im regionalen, nationalen und globalen Kontext.

Da es ein zentrales Anliegen der Akademie ist, als Institution vom Reden zum Handeln zu kommen, wurden auch bei der Energieversorgung Neuerungen eingeführt. Im Zuge von Sanierungen wurden Wärmedämmmaßnahmen und Lampenwechsel vorgenommen, außerdem wurden Stromsparschulungen für Mitarbeiter durchgeführt. 2001 wurde auf dem Dach der Akademie eine 40 m² Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von 4,4 kW_p samt Demonstrationsdisplay errichtet. Zusätzlich zu dem seit über zehn Jahren in Betrieb befindlichen erdgasbetriebenen BHKW (Leistung: 2 x 50 kW_{el}) ist die Wärmeabnahme aus einer in der Nachbarschaft geplanten Biogasanlage vorgesehen. Neben den bisherigen Maßnahmen soll langfristig

noch mehr Sonnenstrom erzeugt werden.

Außerdem ist an eine kleine Windenergieanlage zu Demonstrationszwecken gedacht. So versucht die Akademie ihren Gästen ein „Lernen im Vorübergehen“ zu ermöglichen und sie anschaulich auf notwendige Veränderungen aufmerksam zu machen.

KONTAKT:

- Evangelische Akademie Bad Boll
Herr Jobst Kraus
jobst.kraus@ev-akademie-boll.de
www.ev-akademie-boll.de
Tel.: (07164) 792 70



TECHNISCHE DATEN

| | |
|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| Leistung BHKW: | 100 kW _{el} und 200 kW _{th} |
| Leistung Photovoltaik: | 4,4 kW _p |
| Stromerzeugung (PV): | 3.900 kWh pro Jahr |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen (PV-Stromerzeugung): | 2.500 kg pro Jahr |
| Inbetriebnahme: | 2001 |

35 Energie aus Abwasser

ABWASSERWÄRMEPUMPE IM GRÜNDER- UND TECHNOLOGIEZENTRUM SINTEC SINGEN

Abwasser ist eine kontinuierlich fließende Energiequelle, die mit Hilfe von Wärmepumpen zur Energieerzeugung genutzt werden kann.

In Singen im SinTec-Center wurde im Jahr 2004 mit der Nutzung der im Abwasser enthaltenen Wärmeenergie begonnen.

Mit einem 30 m langen Wärmetauscher im alten städtischen Abwassersammler wird mit Hilfe einer Wärmepumpe im Winter Wärme für die Raumheizung und im Sommer Kälte für eine Komfortkühlung aus dem Abwasser gewonnen. Das Einzugsgebiet dieses Sammlers umfasst rund 15.000 Einwohner sowie einen Betrieb der Lebensmittelindustrie. Die Abwassertemperatur liegt im Jahresdurchschnitt bei ca. 15 °C, so dass sich eine ganzjährige Nutzung anbietet.

Der Wärmebedarf des SinTec-Centers kann damit zu rund 77 % gedeckt werden. Ein Gaskessel dient zur Spitzenlastdeckung. Der Kühlbedarf kann zu 100 % gedeckt werden. Derzeit wird die technische Optimierung des Projektes vorangetrieben.

Die Anlage in Singen ist die erste in Deutschland in Betrieb genommene ihrer Art.

Wärmetauscher und Abwasserrohre wurden im südlichen Baden-Württemberg gefertigt.

KONTAKT:

- GVV Städtische Wohnbaugesellschaft Singen mbH,
Herr Stefan Singer
S.Singer@gvv-singen.de
www.gvv-singen.de
Tel.: (07731) 906651
- Rabtherm AG (CH)
Beratende Ingenieure ETH/SIA
www.rabtherm.ch



TECHNISCHE DATEN

| | |
|---------------------------|----------------------|
| Gesamte Nutzfläche: | 4.000 m ² |
| Heizleistung Wärmepumpe: | 243 kW |
| Kälteleistung Wärmepumpe: | 200 kW |
| Inbetriebnahme: | 2004 |



36 Zukunftsfabrik Gutach

DIE ERSTE ENERGIEAUTARKE SCHWERMASCHINENFABRIK IN DEUTSCHLAND

Im Mai 2000 wurde die Zukunftsfabrik der Wasserkraft Volk AG, einem Hersteller kleiner und mittlerer Wasserkraftanlagen, in Gutach bezogen. Sie ist die erste vollständig energieautarke und CO₂-emissionsfreie Schwermaschinenfabrik Deutschlands.

Das Gebäude sticht schon durch die Bauweise hervor. Die Bausubstanz besteht zu 60 % aus heimischem Holz, und das Regenwasser wird nach einer Aufbereitung wieder als Brauchwasser genutzt. Außerdem wurde das Gebäude nach Süden ausgerichtet, um die passive Nutzung der Sonnenenergie zu ermöglichen.

Das Herzstück der Fabrik ist die eigene Wasserkraftanlage, die jährlich insgesamt 1,5 Mio. kWh Strom produziert. Dies reicht aus, um den Strombedarf des gesamten Unternehmens einschließlich der Produktion zu decken und darüber hinaus ca. 300 Haushalte mit Strom zu versorgen.

Der größte Teil der benötigten Wärmeenergie wird dem Grundwasser entnommen, das aus einem Tiefbrunnen gewonnen und drei Wärmepumpen zugeführt wird. Das Heizkonzept basiert zusätzlich auf der Nutzung der Abwärme der Wasserkraftturbinen und dem Einsatz von Sonnenkollektoren. Die Wärmeenergie, die aus diesen drei Quellen gewonnen wird, wird einem 4.500 Liter fassenden Pufferspeicher zugeführt. Die gesamte Heizungsanlage arbeitet dadurch CO₂-neutral und vollständig ohne fos-



sile oder auch nachwachsende Brennstoffe. Im Jahr 2003 wurde das Energiekonzept der Wasserkraft Volk Zukunftsfabrik mit dem Deutschen Solarpreis prämiert.

KONTAKT:

- Wasserkraft Volk AG
presse@wkv-ag.com
www.wkv-ag.com
Tel.: (07686) 91060

TECHNISCHE DATEN

| | |
|-------------------------------------------------|-----------------------|
| Leistung Kleinwasserkraftwerk: | 320 kW |
| Stromerzeugung: | 1,5 Mio. kWh pro Jahr |
| Einsparung CO ₂ -Emissionen (Strom): | rund 950 t pro Jahr |
| Leistung Wärmepumpen: | 130 kW _{th} |
| Solarkollektoren: | 30 m ² |
| Inbetriebnahme: | 2000 |

SOLARENERGIE

01 CRAILSHEIM

- Stadtwerke Crailsheim
Herr Markus Braun
markus.braun@stw-crailsheim.de
www.stw-crailsheim.de
Tel.: (079 51) 30 51 15

02 EGGENSTEIN- LEOPOLDSHAFEN

- Energiekonzept und Planung:
Pfeil & Koch
Ingenieurgesellschaft GmbH
& Co. KG
Herr Markus Pfeil
energie@pk-i.de
www.pk-i.de
Tel.: (07 11) 67 44 740
- Betreiber:
Gemeinde Eggenstein-
Leopoldshafen
www.egg-leo.de
Tel.: (07 21) 97 88 60

03 TÜBINGEN

- Stadtwerke Tübingen GmbH
Herr Tilman Lohbeck
tilman.lohbeck@swtue.de
www.swtue.de
Tel.: (07 071) 15 72 34

04 MALSCH

- SAD Sonderabfall-
Deponiegesellschaft
Baden-Württemberg mbH
Herr Hannes Kretschmer
info@sad-bw.de
www.sad-bw.de
Tel.: 0 72 53 - 2 16 38
- Peschla & Rochmes GmbH
Herr Urban Ehl
info@gpr.de
www.gpr.de
Tel.: (06 31) 3 41 13 32

- Ryttec GmbH
Herr Jürgen Machnow
bad@rytec.com
www.rytec.com
Tel.: (0 72 21) 37 76 00

05 ULM

- Carl Künkele zur
SchapfenMühle
GmbH & Co. KG
info@schapfenmuehle.de
www.schapfenmuehle.de
Tel.: (07 31) 96 74 60
- Würth Solar GmbH & Co. KG
wuerth.solar@we-online.de
www.wuerth-solar.de
Tel.: (07 91) 94 60 00

06 ROTTENBURG- OBERNDORF

- Hartmann Energietechnik
GmbH
Herr Thomas Hartmann
thomas.hartmann@hartmann-
energietechnik.de
www.hartmann-energietechnik.de
Tel.: (0 70 73) 30 05 80

07 FREIBURG

- Industrie- und Handelskammer
Südlicher Oberrhein
info@freiburg.ihk.de
www.suedlicher-
oberrhein.ihk.de
Tel.: (07 61) 38 58-0
- Fraunhofer-Institut
für Solare Energiesysteme ISE
Herr Dr. Hans-Martin Henning
info@ise.fraunhofer.de
www.ise.fhg.de
Tel.: (07 61) 45 88-0

WASSERKRAFT

08 RHEINFELDEN

- Energiedienst AG
info@energiedienst.de
www.energiedienst.de
Tel.: (0 76 23) 9 20

09 ESSLINGEN

- Stadtwerke Esslingen
am Neckar GmbH & Co. KG
(SWE)
Herr Josef Huckebrink
j.huckebrink@swe.de
www.stadtwerke-esslingen.de

10 BIBERACH

- Wolfgang Braun
und Inge Zalenga
kokon@versanet.de
Tel.: (0 73 51) 2 44 11

GEOthermie**11 BRUCHSAL**

- Energie- und Wasserversorgung Bruchsal GmbH
Herr Schopp
www.ewb-bruchsal.de
Tel.: (072 51) 70 61 00
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Forschung und Entwicklung
www.enbw.com
Tel.: (0721) 63-17880

12 NEURIED

- Hybridkraftwerk Neuried GmbH & Co. KG
www.hybridkraftwerk-neuried.de
Tel.: (078 07) 9 72 80

13 WEINHEIM

- MVV Energiedienstleistungen GmbH
Herr Heuser
m.heuser@mvv.de
www.mvv-edl.de
Tel.: (0621) 2 90-32 39

14 SCHÖMBERG (CALW)

- Zent-Frenger Gesellschaft für Gebäudetechnik mbH
www.zent-frenger.de
Tel.: (062 52) 79 07-0
- EDEKA Aktiv Markt Koch
Talstr. 2
75328 Schömburg

15 BIBERACH

- Hochschule Biberach
Herr Prof. Dr.-Ing. Koenigsdorff
koenigsdorff@fh-biberach.de
www.fh-biberach.de
Tel.: (073 51) 58 22 55
- Landkreis Biberach
Rollinstraße 9
88400 Biberach

WINDKRAFT**16 KARLSRUHE**

- Windmühlenberg Windkraftanlage
Verwaltungs-GmbH
Herr Thomas Müllerschön
thomas@muellerschoen.info
www.energieberg.de
Tel.: (0721) 56 22 69

17 STUTTGART

- Gedea Windkraft
Grüner Heiner GmbH & Co. KG
gedea@gedea.de
www.gedea.de/Gruener-Heiner.91.0.html
Tel.: (07192) 90 01 88

18 FREIBURG

- Staudinger-Gesamtschule, ECO/Klima-AG
Sekretariat.StaudingerGS@freiburger-schulen.bwl.de
www.staudi.fr.schule-bw.de
Tel.: (0761) 2 01-77 11

BIOMASSE**19 LEONBERG**

- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Herr Bernhard Heyder
b.heyder@enbw.com
www.enbw.com
Tel.: (0721) 63-17885
- Biogas-Brennstoffzellen GmbH
Herr Wolfgang Bagin
w.bagin@lrabb.de
Tel.: (070 31) 6 63-15 64

20 SIGMARINGEN

- Stadtwerke Sigmaringen
Herr Andreas Gräfe
graefe@sigmaringen.de
www.stadtwerke-sigmaringen.de
Tel.: (075 71) 10 62 05
- Stehle/Köberle Biogas GbR
Tel.: (075 71) 5 21 16

21 BALINGEN

- Kopf AG Umwelt und Energietechnik info@kopf-ag.de
www.kopf-ag.de
Tel.: (074 54) 750

22 SCHRIESHEIM

- MVV Energiedienstleistungen GmbH
Herr Jürgen Schneider
j.schneider@mvv.de
www.mvv-business.de
Tel.: (0621) 2 90-37 78
- Evangelische Stadtmission
Heidelberg info@stadtmission-hd.de
www.stadtmission-hd.de
Tel.: (062 21) 4 76 90

BIOMASSE

23 MEßSTETTEN

- EnBW Vertriebs- und Service GmbH
Herr Hans Lang
h.lang@enbw.com
www.enbw.com
- Stadtbauamt Meßstetten
Herr Wissmann
Tel.: (07431) 63 49 45

24 GENGENBACH

- MVV Energiedienstleistungen GmbH
Herr Detlev Seidler
www.mvv-edl.de
Tel.: (0621) 290-0
- A+S NaturEnergie GmbH
Herr Joachim Erb
info@as-bio.de
www.as-bio.de
Tel.: (07046) 9880

25 BAD BELLINGEN/ BAMLACH

- BEnAG BioEnergieAnlagen GmbH
Herr Reiner Issler
info@benag.de
www.benag.de
Tel.: (07602) 920500
- Gemeinde Bad Bellingen
rathaus@gemeinde.bad-bellingen.de
www.gemeinde-bad-bellingen.de
Tel.: (07635) 81190

26 KARLSBAD- LANGENSTEINBACH

- Ingenieurbüro Schuler,
Herr Schuler
w.schuler@ing-buero-schuler.de
www.ing-buero-schuler.de
Tel.: (07142) 93630
- KWA Contracting AG
info@kwa-ag.de
www.kwa-ag.de
Tel.: (07142) 936390

27 ULM

- Fernwärme Ulm GmbH
Herr Karl Zepf
karl.zepf@fernwaerme-ulm.de
www.f-u-g.com
Tel.: (0731) 3992-125
- Stadtwerke Ulm
www.swu.de
Tel.: (0731) 1660

28 LIEBENAU

- Stiftung Liebenau
Herr Nauerz
info@stiftung-liebenau.de
www.stiftung-liebenau.de
Tel.: (07542) 100

29 KARLSRUHE

- Stadt Karlsruhe
Amt für Abfallwirtschaft
Herr Bernd Boos
Bernd.Boos@afa.karlsruhe.de
www.karlsruhe.de
Tel.: (0721) 1337020

INTEGRIERTE PROJEKTE

30 OSTFILDERN

- Stadt Ostfildern,
Herr Jürgen Fahrländer
j.fahrlaender@ostfildern.de
www.ostfildern.de
www.polycity.net
Tel.: (0711) 3404-415

31 NECKARSULM

- Stadt Neckarsulm
Bürgermeister Klaus Grabbe
info-stadt@neckarsulm.de
- Steinbeistransferzentrum EGS
Herr Dr.-Ing. Boris Mahler
info@stz-egs.de
www.stz-egs.de
www.energy-in-minds.de
Tel.: (0711) 990075

32 MAUENHEIM

- solarcomplex GmbH
box@solarcomplex.de
www.solarcomplex.de
Tel.: (07731) 82740
- Gemeindeverwaltung
Immendingen
gemeindeverwaltung@immendingen.de
www.immendingen.de
Tel.: (07462) 240

33 FREIBURG

- Best Western Premier Hotel
Victoria
Herr Bertram Späth
spaeth@victoria.bestwestern.de
www.hotel-victoria.de
Tel.: (0761) 207340

34 BAD BOLL

- Evangelische Akademie
Bad Boll
Herr Jobst Kraus
jobst.kraus@ev-akademie-boll.de
www.ev-akademie-boll.de
Tel.: (07164) 79270

35 SINGEN

- GVV Städtische
Wohnbaugesellschaft
Singen mbH,
Herr Stefan Singer
S.Singer@gvv-singen.de
www.gvv-singen.de
Tel.: (07731) 906651
- Rabtherm AG (CH)
Beratende Ingenieure ETH/SIA
www.rabtherm.ch

36 GUTACH

- Wasserkraft Volk AG
presse@wkv-ag.com
www.wkv-ag.com
Tel.: (07686) 91060